

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янку

**ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ У ЛОКАЛЬНИХ
СИСТЕМАХ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ
ГЕНЕРАЦІЇ**

Монографія

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2019

Автори:

С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка

Рецензенти:

Юрченко О.М., д.т.н., ст. наук. співр.,
завідувач відділу транзисторних перетворювачів
Інститут електродинаміки НАНУ

Авраменко А.О., д.т.н., проф., член-кор.,
заст. директора з наукової роботи
Інститут технічної теплофізики НАНУ

*Рекомендовано до друку вченою радою
КПІ ім. Ігоря Сікорського*

Оцінювання якості електропостачання у локальних системах з джерелами розосередженої генерації: Монографія / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка / К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського. - 2019. – 166 с.

У монографії викладено основні положення щодо оцінювання якості електропостачання у локальних системах з джерелами розосередженої генерації, тематика яких обіймає розділи курсу по вивченню засобів «малої енергетики», систем з пристроями силової електроніки та джерелами розосередженої генерації.

Розглянуто існуючі методи моделювання систем з джерелами розосередженої генерації, котрі базуються на принципах візуально-орієнтованого програмування з використанням моделей у вигляді комбінацій компонентів-блоків, шляхом з'єднання яких між собою складаються функціональні моделі пристроїв і систем.

УДК 621.316.1

© С.П. Денисюк, Д. Г. Дерев'янка, 2019

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ	12
1.1 Особливості побудови та функціонування локальних систем	12
1.2 Основні режими роботи локальних систем.....	31
1.3 Енергетичні процеси у локальних системах.....	34
1.4 Особливості оцінювання стабільності роботи локальних систем.....	36
1.5 Особливості оцінювання надійності у локальних системах	41
Висновки.....	48
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ	49
2.1 Особливості оцінювання енергетичних процесів у локальних системах з різномірними джерелами генерації.....	49
2.2 Особливості оцінювання енергетичних процесів з урахуванням несиметрії в локальних системах з різномірними джерелами генерації.....	56
2.3 Аналіз стабільності локальної системи з коригуючими пристроями.....	66
Висновки.....	76
РОЗДІЛ 3 ОСОБЛИВОСТІ ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ У ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМАХ	77
3.1 Особливості оцінювання стабільності локальної системи з коригуючими пристроями.....	77

3.2 Визначення вузлів порушення стабільності у локальних системах на основі оцінки обмінних процесів в їх перетинах	87
3.3 Показники оцінки надійності у локальних системах засновані на аналізі режимів джерел РГ у наведених системах.....	100
3.4 Система показників якості електропостачання локальних систем з джерелами розосередженої генерації.....	111
Висновки.....	115
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	116
4.1 Методика оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в локальних системах з джерелами розосередженої генерації	116
4.2 Методика проведення інструментального обстеження у локальних системах з джерелами розосередженої генерації	118
4.3 Дослідження процесів СЕС на основі системи показників якості електропостачання з урахуванням несиметрії трифазних систем з розосередженими джерелами генерації	122
4.4 Рекомендації щодо підвищення рівня якості електропостачання у локальних системах з джерелами розосередженої генерації.....	131
Висновки.....	140
ВИСНОВКИ.....	141
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	143
Додаток А. Залежності величини $K_{ст}$ від зміни параметрів навантаження та при різних $K_{п}$ за струмом і напругою.....	159
Додаток Б Чутливість параметрів енергетичних процесів у ЛЕС.....	162
Додаток В Програма досліджень показників якості електричної енергії в місці експлуатації відновлювальних джерел енергії.....	165

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСОЕ – автоматизована система обліку енергії;

АТ – автотрансформатор;

БСК – батарея статичних конденсаторів;

ВЕС – вітрова електростанція;

ДК – диспетчерське керування;

ЕМ – електричні мережі;

ЕМС – електромагнітна сумісність;

ЕПС – електропостачальна система;

КП – коригуючий пристрій

ЛЕП – лінія електропередачі;

ЛЕС – локальна електротехнічна система;

МГЕС – мікро та міні гідроелектростанції;

ПЕЕ – перетворювач електричної енергії;

РГ – розосереджена генерація;

РП – розподільний пункт;

СЕ – силова електроніка;

СЕС – сонячні електростанції;

СК – система керування;

СШ – секція шин;

Т – трансформатор;

ТЕП – техніко-економічні показники;

AC – alternating current

DC – direct current

DG – distributed generation

FACDS – flexible alternating current distribution systems

FACTS – flexible alternating current transmission systems

HFAC – high frequency alternating current

HV – high voltage

IRR – internal rate of return

MARR – marginal rate of return

NPV – net present value

PMU – power measurement unit

PQ – power quality

SG – Smart Grid

SVC – static var compensator

ВСТУП

Одним із пріоритетних напрямків сталого розвитку енергетики в Україні є побудова електроенергетичних систем на основі Smart Grid технологій, що включають в себе інтелектуальні системи вимірювання та керування енергетичними потоками з використанням пристроїв силової електроніки (СЕ). Часто сучасні системи стаціонарних об'єктів з власними ланками генерації (засновані на джерелах розосередженої генерації (РГ)) утворюють повністю локальні (автономні) енергетичні системи (ЛЕС), об'єднані процесами генерації, перетворення, накопичення та споживання електричної енергії. Побудова таких ЛЕС актуальна для спорудження електротехнічних систем, віддалених від централізованих систем електрозабезпечення, де прокладання нових сполучних ліній з джерелом генерації або посилення існуючих є економічно недоцільним.

Особливості роботи джерел РГ на основі нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ), а саме непостійність їхнього енергетичного потенціалу та використання великої кількості різнотипних перетворювачів електроенергії, призначених для забезпечення нормованих значень параметрів електроенергії в ЛЕС, викликають низку питань, пов'язаних з оцінюванням ефективності регулювання енергетичних процесів у зазначених системах. Для аналізу процесів у виділених системах необхідна якісна оцінка, що на практиці не може бути обмежена лише оцінкою якості електричної енергії, а має також враховувати стабільність роботи джерел РГ в ЛЕС, спроможність коригування спотворень наявними коригуючими пристроями (КП) та системою керування, а також надійність ЛЕС у цілому. Тому для ЛЕС з РГ актуальним є створення методології та практичного інструментарію (методів, моделей, алгоритмів і програм) оцінки ефективності регулювання енергетичних процесів з урахуванням особливостей функціонування під'єднаних джерел РГ, процесів у класичних електротехнічних системах та простих електричних ланцюгах. Викладені вище обставини і критичний аналіз

міжнародного досвіду вирішення проблеми визначили напрямки наукових досліджень, результати яких викладені в дисертаційній роботі.

Метою дослідження, котре лягло в основу даної монографії було вдосконалення та подальший розвиток методів оцінювання енергетичних процесів в усталених режимах локальних електротехнічних систем з джерелами розосередженої генерації. У рамках проведених досліджень автором розв'язувались такі наукові задачі:

1. Дослідити особливості побудови і функціонування локальних електротехнічних систем з джерелами РГ, причини порушення стабільності та надійності їх функціонування; обґрунтувати методи оцінювання енергетичних процесів у таких системах.

2. Розширити множину показників ефективності регулювання електроенергетичних процесів у локальних електротехнічних системах з джерелами РГ та узгодити її з показниками і режимами централізованих системи електропостачання та електротехнічних систем, оцінити особливості вибору окремих показників з врахуванням типу структури локальних електротехнічних систем та алгоритмів функціонування в них різномірних традиційних і відновлюваних джерел РГ.

3. Вдосконалити методи оцінювання енергетичних процесів у локальних електротехнічних системах з урахуванням структури різномірних джерел та режимів спільного і роздільного їх функціонування з системою централізованого електропостачання.

4. Розробити метод оцінювання надійності локальних електротехнічних систем з джерелами РГ, який дає змогу визначити оптимальні значення розрахункових показників надійності для таких систем.

5. Розробити нормативно-методичні засади оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів локальних електротехнічних систем за складовими розширеної множини показників і на її основі вдосконалити методику проведення енерготехнологічних обстежень таких систем; дослідити ефективність регулювання енергетичних процесів у локальних

електротехнічних системах, які містять різномірні джерела РГ та різномірні навантаження.

Об'єктом дослідження стали електроенергетичні процеси в локальних електротехнічних системах з розосередженою генерацією в ustalених режимах з урахуванням керованої зміни розрахункових режимних електричних параметрів.

В якості предмету дослідження було обрано процес оцінювання якості електропостачання, зокрема стабільності та надійності, ефективності регулювання енергетичних процесів у локальних електротехнічних системах з джерелами розосередженої генерації в ustalених режимах.

Науково-методичну основу виконаних досліджень склали такі методи: системного аналізу, математичного моделювання, алгоритми та методи оцінки обмінних процесів, алгоритми оцінки додаткових втрат при передачі електроенергії в електротехнічних системах, методи та алгоритми оцінки чутливості, стабільності та надійності, методи комп'ютерного моделювання та кореляційний аналіз.

Перевірка достовірності й ефективності запропонованих методів ґрунтується на результатах експериментів та підтверджується даними, отриманими в умовах експлуатації джерел РГ при їх спільній роботі в електричних мережах України.

Практичне значення одержаних результатів полягає у комплексному розв'язанні задачі підвищення ефективності регулювання енергетичних процесів ЛЕС з РГ шляхом використання в цих системах додаткових КП на основі пристроїв силової електроніки, акумуляторів електроенергії та резервних джерел живлення:

– запропоновано заходи по використанню пристроїв СЕ, по підключенню до електричних мереж джерел РГ (ВЕС, СЕС, МГЕС) з використанням пристроїв акумуляування енергії та методичні засади оцінювання енергетичних процесів та режимів роботи електричних мереж з елементами РГ у МРЕМ м. Мукачєво (акт впровадження від 10.09.2013);

– запропоновано методологічні засади проведення інструментальних аудитів з метою інтелектуалізації інтегрованих систем з РГ, що ґрунтуються на запропонованих у роботі методиках оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів ЛЕС та вдосконаленій методиці проведення енерготехнологічних обстежень таких систем у ПАТ «Ферротрейдинг» (акт впровадження від 06.06.2013);

– на основі наведених у роботі методик проведено енерготехнологічне обстеження, в результаті якого запропоновано використовувати додаткові КП для усунення несиметрії на Слободо-Бушанській електростанції з джерелами РГ (програма досліджень від 10.12.2012);

– запропоновано заходи щодо інтелектуалізації системи електрозабезпечення наземного космічного ракетного комплексу «ЦИКЛОН-4» у ФР Бразилії шляхом впровадження елементів гнучкої передачі в системах електроживлення з розосередженою генерацією на основі пристроїв FACTS, здійснено розрахунок параметрів КП для системи електрозабезпечення, запропоновано методичні підходи та алгоритми оцінювання надійності функціонування зазначеної системи (акт впровадження від 13.09.2012);

– представлені методичні підходи та алгоритми застосовано як елементи концепції «Інтелектуальне місто», на основі котрої запропоновано заходи з реконструкції та модернізації інженерних комунікацій, впровадження сучасних систем обліку, впровадження НВДЕ в систему електропостачання міста та інші у м. Мукачево (акт впровадження від 12.04.2013).

Наукові положення, висвітлені у даній монографії, отримано авторами самостійно. Науковий матеріал першого розділу, а саме: особливості побудови та функціонування локальних систем; основні режими роботи локальних систем; енергетичні процеси у локальних системах; Особливості оцінювання стабільності роботи локальних систем та Особливості оцінювання надійності у локальних системах, а також матеріали підпункту 2.1 розділу 2 «Особливості оцінювання енергетичних процесів у локальних системах з різнорідними

джерелами генерації» надано Денисюком Сергієм Петровичем. Решту матеріалу представленого у даній монографії надано Дерев'янком Денисом Григоровичем. Наукову складову матеріалів представлених Дерев'янком Д.Г., опублікованих у співавторстві, безпосередньо йому належать: [1] – алгоритми оцінювання обмінних процесів у системах з пристроями СЕ; [2] – приклади візуалізації енергетичних характеристик для систем з регуляторами; [3] – алгоритми аналізу надійності роботи систем з розосередженою генерацією; [4] – алгоритми аналізу стабільності роботи систем з розосередженою генерацією; [5, 7, 8] – розробка алгоритму оцінки запасу стійкості для локальних систем з елементами розосередженої генерації; [9] – вдосконалені показники надійності на основі стандарту IEEE 1366; [10] – особливості оцінки якості електропостачання; [11] – алгоритми оцінювання енергетичних процесів у системах з РГ; [12, 14] – особливості застосування пристроїв СЕ; [15] – оцінка рівнів оптимальності протікання енергетичних процесів на основі декомпозиції енергетичних характеристик на складові; [16, 17] – проведення співставного аналізу ефективності роботи систем електроживлення з розосередженою генерацією та пристроями силової електроніки і накопичувачами електроенергії.

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ

1.1 Особливості побудови та функціонування локальних систем

Розвиток сучасних електротехнічних систем поділяють на 3 етапи (див. табл. 1.1). На початку XX століття всі потреби в електроенергії забезпечувалися локально (біля місця споживання). Більшість таких систем живлення не були особливо надійними, оскільки вся енергія в кожній локальній системі постачалася від одного або максимум двох генераторів. З часом розвиток технологій дозволив об'єднати локальні системи. Резервування генераторів, у поєднанні з перевагами від зміни типів навантаження, що працювали при різних значеннях коефіцієнта завантаження, внесло необхідні зміни в структуру тогочасних систем, що зробило можливим з'єднання багатьох ізольованих локальних систем в централізовану електричну мережу і дозволило підвищити надійність таких систем.

З розвитком централізованої генерації системи, що утворилися, виявилися більш надійними і економічними. Проте (див. табл. 1.3.) сьогодні розвиток технологій викликав появу нового сегменту розосереджених енергетичних технологій локальних електротехнічних систем, які мають можливість конкурувати за вартістю і продуктивністю з централізованими електростанціями, але в набагато меншому масштабі. Також суттєво, що сучасні розосереджені технології дозволяють здійснювати керування і налаштування або на місці або віддалено.

Таблиця 1.1 – Розвиток електротехнічних систем

Етапи розвитку ЛЕС	Тип	Особливості
1 етап (РГ на основі джерел постійного струму)	Локальні стаціонарні електротехнічні системи на основі локальних електростанцій <i>постійного</i> струму	Тип джерела: генератор постійного струму на основі парового двигуна Тип навантаження: все навантаження (постійний струм)
2 етап (Централізація генерації ел. ен. на основі традиційних джерел змінного струму)	Локальні стаціонарні електротехнічні системи <i>змінного</i> струму	Тип джерела: генератори змінного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі Тип навантаження: резервне живлення
	Локальні мобільні електротехнічні системи <i>змінного</i> струму	Тип джерела: генератори змінного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі Тип навантаження: бортові системи морських суден, локомотивів
	Локальні мобільні електротехнічні системи <i>постійного</i> струму	Тип джерела: генератори постійного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі Тип навантаження: бортові системи морських суден, локомотивів
3 етап (Поява РГ на основі НВДЕ з використанням пристроїв СЕ)	Локальні стаціонарні електротехнічні системи <i>змінного</i> струму	Тип джерела: генератори змінного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі; генератори постійного струму на основі джерел РГ з використанням перетворювачів на основі пристроїв СЕ Тип навантаження: базове навантаження, резервне живлення, все навантаження, часткове покриття навантаження при паралельній роботі мережі
	Локальні мобільні електротехнічні системи <i>змінного</i> струму	Тип джерела: генератори змінного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі Тип навантаження: бортові системи морських суден, локомотивів
	Локальні мобільні електротехнічні системи <i>постійного</i> струму	Тип джерела: генератори постійного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі; генератори постійного струму на основі джерел РГ з використанням перетворювачів на основі пристроїв СЕ Тип навантаження: бортові системи морських суден, локомотивів

На відміну від перших двох етапів розвитку електротехнічних систем, коли перевага надавалася або розосередженим, або централізованим системам живлення, сучасна епоха комплексних систем характеризується комбінацією централізованої та розосередженої архітектури, які можуть працювати ізольовано одна від одної або разом в інтегрованих електротехнічних системах. Розширення розосереджених енергетичних технологій сприяє створенню нових електротехнічних систем, в яких різнотипні джерела генерації працюють в тандемі, щоб забезпечити умови функціонування широкого спектру технологій, які не можуть бути забезпечені від централізованої системи або розосереджених технологій окремо.

У зв'язку з активним розвитком джерел РГ існує багато визначень поняття джерела РГ [24, 46, 54, 71, 72, 78, 83], найрозповсюдженіші зведено у табл. 1.2. Відомі міжнародні організації (робоча група CIGRE, IEEE, International Energy Agency та ін.) надають досить багато уваги проблемі РГ і беруть активну участь у її обговоренні [72, 78, 83].

Таблиця 1.2 – Визначення джерел РГ.

Автор	Визначення РГ
Робоча група CIGRE	Генеруючі пристрої що, як правило, з'єднані з розподільними мережами, максимальна потужність яких становить від 50 МВт до 100 МВт
IEEE	Генераторні установки, значно менші за встановлену потужністю, ніж централізовані електричні станції, допускаючи їхній зв'язок з будь-яким вузлом в енергосистемі, розташованим неподалік.
International Energy Agency	Об'єкти, що виробляють електричну енергію переважно на стороні споживачів та поставляють її безпосередньо в локальну розподільну ЕМ

Таблиця 1.3 – Проблеми на різних етапах розвитку електротехнічних систем

Етапи розвитку ЛЕС	Проблеми	Вирішення
1 етап (РГ на основі джерел постійного струму)	<ul style="list-style-type: none"> Обмежені потужності Обмежена відстань передачі ел.ен. (значні втрати RI^2) Обмеження за типом навантаження $F_i = R(t)$ 	<ul style="list-style-type: none"> Перехід на систему змінного струму дозволив передачу значних обсягів ел. ен. на значні відстані мінімізуючи втрати за рахунок підвищення рівнів напруги
2 етап (Централізація генерації ел. ен. на основі традиційних джерел змінного струму)	<ul style="list-style-type: none"> Нарощування потужностей призвело до потреби маневрування графіків споживання Відхилення та провали напруги Відхилення частоти Втрати потужності Порушення стійкості функціонування системи Забезпечення надійності системи Складний характер навантаження: $F_i = R(t) + \dots + \frac{d}{dt}[L(t)\dots] + \int \left[\frac{dt}{C(t)} \dots \right]; P = P_1 + P_\infty;$ <ul style="list-style-type: none"> $\frac{dP}{dt} = \text{var} \Rightarrow$ керовано 	<ul style="list-style-type: none"> Розвиток маневрених джерел енергії для покриття нерівномірностей графіків навантажень Розробка та розвиток методів аналізу стійкості та надійності для подальшого створення механізмів їх підвищення Розвиток компенсуючих пристроїв, регуляторів та перетворювачів для коригування параметрів електричної енергії та забезпечення стійкої та надійної роботи централізованої системи електрозабезпечення
3 етап (Поява РГ на основі НВДЕ з використанням пристроїв СЕ)	<ul style="list-style-type: none"> Забезпечення дотримання ПЯЕ Порушення стійкості функціонування системи Забезпечення надійності системи Поява джерел РГ на основі НВДЕ вимагає забезпечення стабільності роботи ЛЕС Складний характер навантаження: $F_i = R(t) + \dots + \frac{d}{dt}[L(t)\dots] + \int \left[\frac{dt}{C(t)} \dots \right] P = P_1 + P_\infty$ <ul style="list-style-type: none"> $\frac{dP}{dt} = \text{var} \Rightarrow$ не керовано 	<ul style="list-style-type: none"> Розробка та розвиток методів оцінки стійкості та надійності локальних систем з урахуванням функціонування джерел РГ та перетворювачів, що використовуються в цих системах Розробка та розвиток методів оцінювання стабільності функціонування виділених систем з урахуванням особливостей функціонування генераторів, перетворювачів та навантажень/споживачів. Розвиток методів та пристроїв, що дозволять забезпечити стабільне, стійке та надійне функціонування системи з джерелами РГ та різнотипними перетворювачами параметрів ел. ен.

Проаналізувавши визначення з таблиці 1.2, можна сказати, що енергія від джерел РГ – це енергія, що генерується на місці або поблизу місця її споживання. Вона включає в себе технології, які постачають як електричну, так і механічну енергію, що забезпечує крутий момент для переміщення рідин (наприклад, нафти) та об'єктів (таких як човни і поїзди). Розосереджені технології живлення можуть бути стаціонарними (що характерно для електричних пристроїв) або мобільними (як у морських суден і локомотивів). Потенціал розосередженої системи може бути вимірюваний з точки зору електричної потужності (кВт або МВт). Сучасні технології розосередженої генерації (РГ) настільки різноманітні, що часто потребують використання значної кількості перетворювачів електроенергії (ПЕЕ) для узгодження електричних параметрів при спільній роботі в електротехнічних системах.

Виходячи з вищезазначеного, для розв'язання задач дослідження (об'єкта) у подальшому в цьому дослідженні локальною електротехнічною системою (ЛЕС) будемо вважати сукупність генеруючого електрообладнання обмеженої потужності низької напруги, перетворювачів та споживачів електроенергії, з'єднаних між собою з урахуванням топології розподільної мережі, у яких протікають єдині електромагнітні процеси, характерні для режимів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії. Така ЛЕС може працювати паралельно з загальною електричною мережею або окремо від неї. Відповідно до зазначених особливостей, ЛЕС можна вважати окремим типом мереж, які займають проміжне місце між традиційними електричними ланцюгами та електроенергетичною системою. На відміну від перших, ЛЕС характеризується різними інтервалами зміни напрямків протікання електроенергетичних процесів, існуванням великої кількості елементів з нестаціонарними, нелінійними та параметричними характеристиками. Щодо другої – ЛЕС має змінну структуру, що зумовлена режимом роботи і може змінюватися багаторазово на окремих інтервалах часу. Все це ускладнює оцінку процесів в ЛЕС. З одного боку, окремі елементи даних систем можна також представити як електричні мережі з ланкою

генерації, а з другого, ЛЕС у загальному випадку можна розглядати як споживача електроенергії у складі електроенергетичної системи [78]. Еволюцію схем ЛЕС можна прослідкувати з таблиці 1.6. В якості сучасного прикладу ЛЕС можна розглянути бортові та стаціонарні системи (рис. 1.).

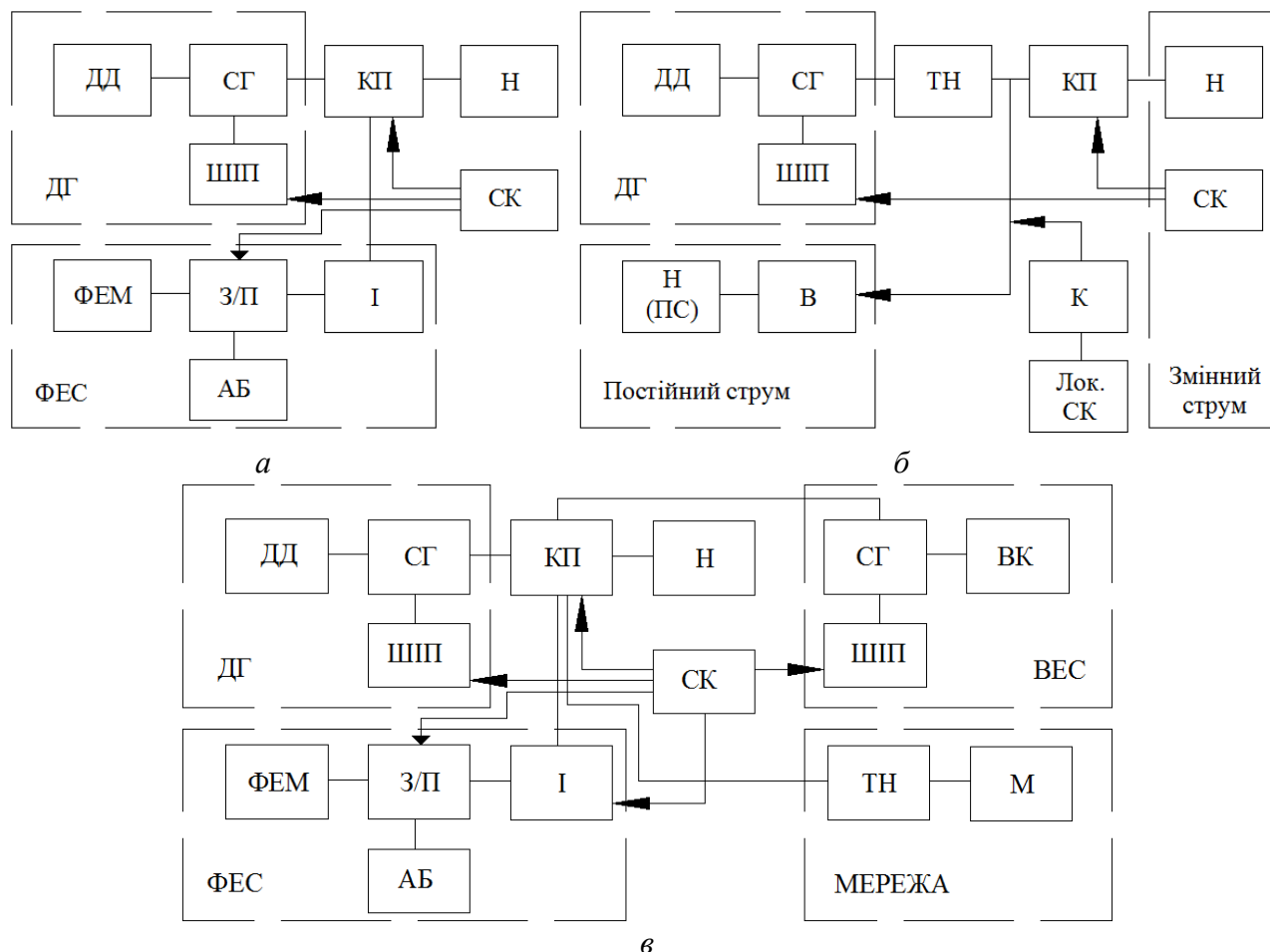


Рисунок 1.1 – Блок-схеми локальних електротехнічних систем

На рисунку 1.1 зображено схеми бортової (б) та стаціонарних (а, в) ЛЕС з джерелами РГ. На рис. 1.1 а представлена схема паралельної роботи ДГ та ФЕС на спільне навантаження, де ДГ – дизель-генератор; ДД – дизельний двигун; СГ – синхронний генератор; ШП – широтно-імпульсний перетворювач; КП – коригуючий пристрій; Н – навантаження; СК – система керування; ФЕС – фотоелектрична система; ФЕМ – фотоелектричний модуль; З/П – зарядний пристрій; АБ – акумуляторна батарея; І – інвертор. На рис. 1.1 б представлено приклад бортової системи зі споживачами на змінному та постійному струмі, на даній схемі: В – випрямляч; К – компенсатор; ТН – трансформатор напруги; Н (ПС) – навантаження постійного струму. На рис. 1.1 в наведено ЛЕС з

живленням від джерел РГ (ДГ, ФЕС, ВЕС) при паралельній роботі з мережею: ВЕС – вітроелектрична система; ВК – вітроколесо; М – мережа. Дотримання нормованого рівня якості електроенергії та оптимальний розподіл потужності забезпечується загальною та локальними СК.

Основні каталізатори для розвитку ЛЕС виникли в недавньому минулому: розвиток твердотільних накопичуючих приладів і комп'ютерів; розвиток пристроїв силової електроніки (ПСЕ); розвиток систем SCADA і принципів вимірювання ел. параметрів; розвиток систем керування, інформаційних та комунікаційних технологій; прилади вимірювання потужності (PMUs), вимірювальні системи (WAMS). Це призвело до розвитку технологій, що в даний час об'єднуються в рамках концепції Smart Grid. Мікроенергосистеми (Microgrid) були запропоновані в якості мережевої архітектури розподільних мереж в рамках концепції Smart Grid, здатних повною мірою використовувати вигоди від інтеграції великого числа джерел РГ малої потужності (загальною потужністю до 1 МВт) в системах розподілу електроенергії на низькій напрузі для забезпечення необхідного рівня якості електропостачання споживачів [77]. Основні визначення Microgrid систем наведено нижче:

Таблиця 1.4 – Загальноприйняті визначення Microgrid систем.

Організація	Визначення
CIGRE	Системи Microgrid включають в себе розподільні мережі низької напруги з джерелами РГ, акумулюючими пристроями і керованими навантаженнями, що працюють підключеними до основної мережі живлення або в острівному режимі, керовано, скоординованим чином.
U.S. Department of Energy Microgrid Exchange Group	Системою Microgrid є група взаємопов'язаних навантажень і розосереджених енергетичних ресурсів в межах чітко визначених електричних кордонів, яка діє як єдиний контрольованого об'єкт по відношенню до мережі. Систему Microgrid можна підключати і відключати від мережі, щоб вона могла працювати як паралельно до мережі, так і в острівному режимі.
Siemens	Системою Microgrid є регіонально обмежена енергетична система розосереджених енергетичних ресурсів, споживачів і інколи система накопичення. Котра оптимізує один або декілька з наступних параметрів: якість електроенергії та надійність, сталість розвитку і економічні вигоди, і може безперервно працювати в автономному чи паралельному режимі шляхом зміни стану з'єднання з мережею.

<p>Congressional Research Service (CRS)</p>	<p>Системою Microgrid є будь-яка мала або місцева електроенергетична система, яка не залежить від загальної електричної мережі. Наприклад, це може бути когенераційна система на основі двигуна внутрішнього згоряння природного газу або дизель-генераторів, використання відновлюваних джерел енергії, або паливних елементів.</p>
--	--

Локальні електротехнічні системи – ЛЕС знаходять своє відображення в системах Microgrid. З розосередженими джерелами енергії та децентралізованою архітектурою, вони виявляють більшу гнучкість в керуванні, дозволяють децентралізовано керувати та розподіляти керуючі впливи між багатьма елементами, не покладаючись на централізовану ієрархію. Особливістю ЛЕС в рамках систем Microgrid є ширший діапазон режимів роботи та орієнтація ЛЕС на тривалий острівний режим роботи, підтримання якого забезпечується складною структурою системи керування (СК) та розосередженою структурою генерації, побудованою на основі НВДЕ [82].

Сучасний набір розосереджених технологій включає в себе двигуни з використанням природного газу і дизельні двигуни, газові турбіни, паливні елементи, сонячні панелі, малі ГЕС та вітряні турбіни (табл. 1.4). Розосереджені технології зазвичай сумарно менші ніж 100 МВт [78, 87, 88, 101]. Вони дуже гнучкі і підходять для цілого ряду споживачів, включаючи споживання електроенергії та механічної енергії [23, 24, 127].

Перевагами НВДЕ порівняно з традиційними джерелами живлення є: практична невичерпність; низька забруднюваність навколишнього середовища; відпадає необхідність у добуванні, переробці та доставці палива; немає потреби використовувати воду для охолодження, вилучати відходи або продукти розпаду; немає необхідності у дефіцитних високотемпературних матеріалах, за винятком сонячних концентраторів тепла; можуть працювати без обслуговування; немає потреби в транспортуванні енергії. Основним недоліком більшості відновлюваних джерел енергії є непостійність їхнього енергетичного потенціалу.

Впровадження джерел РГ впливає на ланки розподілу в ЛЕС та перетворює їх на активні елементи. Це призводить до необхідності внесення змін (або перегляду та модернізації) у прийнятті стратегії керування, експлуатації та планування структури та режимів ЛЕС [85-87]. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно ретельно проаналізувати питання приєднання джерел РГ до ЛЕС.

Таблиця 1.5 – Характеристики джерел РГ на основі НВДЕ.

Характеристика	СЕС	ВЕС	МГЕС	Паливні комірки	ГТУ	ПГУ	ДГ
Наявність	Залежно від географічного положення	Залежно від географічного положення	Залежно від географічного положення	Завжди	Завжди	Завжди	Завжди
Вихідний сигнал	Постійний струм	Постійний / змінний струм	Змінний струм	Постійний струм	Змінний струм	Змінний струм	Змінний струм
Керування	Некерований	Некерований	Некерований	Керований	Керований	Керований	Керований
Перетворювач	Перетворювач типу (DC-DC-AC)	Перетворювач типу (AC-DC-AC)	Синхронний або асинхронний генератор	Перетворювач типу (DC-AC)	Немає	Немає	Немає
Вид палива	Енергія Сонця	Енергія вітру	Енергія річок	Енергія хімічних реакцій	Природний та біогаз	Природний та біогаз	Продукти нафтопереробки
ККД	6-20%	1-35%	92-94%	до 85 %	30-45%	20-40%	30-45%
Встановл. потужність	до 1 МВт	0,1-2,5 МВт	до 10 МВт	5 кВт – 5 МВт	0,1-30 МВт	30 кВт – 10 МВт	до 6 МВт
Можливість роботи по графіку	Обмежено	Обмежено	Можливо	Можливо	Можливо	Можливо	Можливо
Рівень ПГ	Немає	Немає	Немає	Немає	Високий	Високий	Високий

Більшість джерел РГ під'єднані до мережі за допомогою перетворювачів роду стуму. При підключенні ці перетворювачі повинні забезпечувати необхідну якість електричної енергії. Тим не менш, висока частота перемикання вентильних елементів в перетворювачах може зумовлювати додаткові гармоніки напруги та струму в ЛЕС та знижувати якість електричної енергії [85-87].

Встановлення джерел живлення РГ в ЛЕС неподалік від навантаження може змінювати напрямок потоків потужності [10]. Встановлення джерел РГ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в ЛЕС, що в основному залежить від місць розташування та потужності джерел РГ в ЛЕС, їхнього $\cos\varphi$, а також від топології (конфігурації) ЛЕС тощо. Можна виділити два різновиди впливу РГ на напругу в ЛЕС: вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЛЕС та вплив РГ на коливання напруги в ЛЕС [71,85]. Встановлення джерел РГ має досить суттєвий вплив на якість електричної енергії [86,90,91] а також на стабільність та надійність функціонування ЛЕС. Джерела РГ призводять до зростання дози флікера, можуть генерувати гармоніки вищих порядків, а також впливають на провали напруги, що здебільшого пов'язано із типом генератора [91,96] (див. Табл. 1.5).

Узагальнюючи вищевикладене, можна виокремити перелік обов'язкових заходів в системах з джерелами РГ: забезпечення постійного рівня частоти; забезпечення резервних потужностей (підвищення надійності); компенсація реактивної потужності (причиною появи якої є джерела РГ з пристроями СЕ).

Водночас можна виділити наступні переваги для загальної мережі: забезпечення додаткових резервних потужностей енергосистеми при генерації ел. ен. в мережу; підвищення якості електропостачання (можливість автономного функціонування при аварійних відключеннях в енергосистемі); підтримка рівнів напруги та потужності в обмежених ділянках загальної мережі при генерації від джерел РГ.

Отже, якщо джерела РГ використовуються тільки як резервні джерела живлення, то можна стверджувати, що надійність системи живлення під-

вищується. Але коли джерела РГ працюють паралельно із системою, то надійність електропостачання споживачів у деяких випадках може знижуватись [36]. Наприклад, зниження рівня надійності може відбуватися при високій концентрації джерел РГ одного типу (при концентрації фотогальванічних елементів, потужність яких залежить від інтенсивності сонячного випромінювання).

Таблиця 1.6 – Проблеми з якістю електроенергії, викликані наявністю НВДЕ

Проблеми порушення нормованих значень ПЯЕ пов'язані з джерелами РГ на основі НВДЕ				
Порушення ЯЕ	ВЕС	СЕС	МГЕС	ДГ
Провисання / стрибки напруги	+		+	+
Падіння / перенапруга	+			+
Дисбаланс напруг		+		
Коливання напруги	+			
Гармоніки напруги	+	+	+	
Флікер	+	+		+
Гармоніки струму	+	+	+	
Переривчастий характер генерації	+	+		

При цьому досить гостро постає проблема автономної роботи джерел РГ [107,110,111]. Джерела РГ, як правило, не призначені для живлення фрагментів ЕМ самостійно, бо вони не в змозі підтримувати заданий рівень якості електричної енергії та можуть наражати оперативний персонал на небезпеку [107]. Тому випадки знеструмлення повинні виявлятися пристроями захисту джерел РГ і останні повинні відключатися від електромереж [105]. Можна зазначити, що встановлення джерел РГ призводить до підвищення надійності електропостачання лише певних споживачів. Більш ефективним засобом підвищення надійності електропостачання при виникненні порушень є формування «енергоостровів», які не обмежуються лише джерелом РГ і автономним навантаженням, а охоплюють певні фрагменти електромереж зі збалансованою генерацією та навантаженням [101, 107].

Враховуючи зазначене, оптимальною з точки зору впровадження РГ в ЕМ України є побудова ЛЕС зі збалансованим енергопостачанням від різномірних

НВДЕ та джерел РГ із забезпеченням надійної та стабільної їх роботи. Причому, збалансованість енергопостачання забезпечується двома типами джерел РГ, – НВДЕ (СЕС, ВЕС, МГЕС ...) та джерела РГ, що споживають традиційні енергоресурси (ДГ, ГТУ, ПГУ та ін.). Зумовлено це тим, що перший тип джерел, незважаючи на практично нульову собівартість первинного енергоресурсу, може мати різкозмінний характер генерації, пов'язаний зі зміною погодних умов, в той час як другий тип джерел має протилежні переваги та проблеми. Використанням комбінації цих типів джерел РГ і забезпечується збалансований усталений режим генерації в ЛЕС. На сьогодні ЛЕС являють собою складні структури, основними елементами яких є різні типи ПЕЕ, генераторів, різноманітні навантаження та системи керування, у яких не можна знехтувати спотвореннями форм струму та напруги. В якості генераторів виступають джерела нескінченної (електромережа) та/чи скінченної (автономні джерела електроенергії, виходи інших перетворювачів) потужності (в залежності від режиму роботи). Різноманітність типів і параметрів навантажень визначаються широким спектром їх технологічного призначення. В окремих випадках навантаженням може бути один або кілька перетворювачів, а також узагальнене навантаження, що являє собою еквівалент іншої системи. Узагальнена структура ЛЕС зображена на рис. 1.2.

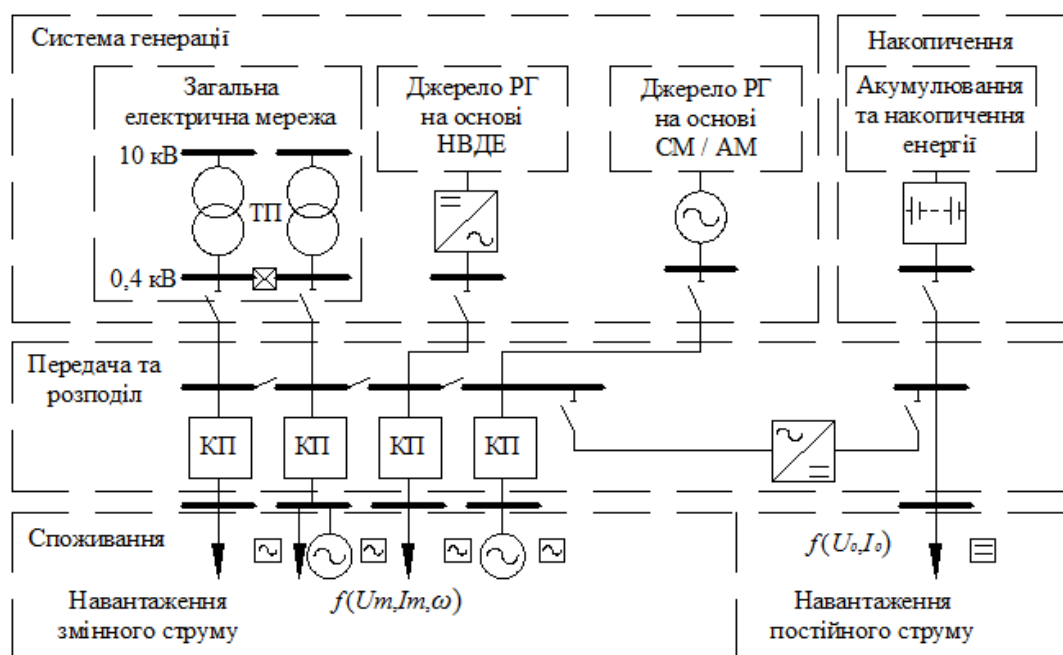


Рисунок 1.2 – Структурна схема ЛЕС

Таблиця 1.7 – моделі ЛЕС на всіх етапах розвитку локальних електротехнічних систем

Етапи розвитку ЛЕС	Тип	Модель	Схема
1 етап (РГ на основі джерел постійного струму)	Локальні стаціонарні електротехнічні системи на основі локальних електростанцій <i>постійного</i> струму	$U_{\Gamma} = U_{0\Gamma}; I_{\Gamma} = I_{0\Gamma};$ $U_H = U_{0H}; I_H = I_{0H};$ $U_{\Gamma} = U_H; I_{\Gamma} = I_H;$ $U_0 = E_{\Gamma} - I_0 \cdot R_0$ $P = U \cdot I$ $S = P$	
2 етап (Централізація генерації ел. ен. на основі традиційних джерел змінного струму)	Локальні стаціонарні електротехнічні системи <i>змінного</i> струму	$P = U \cdot I \cos \varphi$ $U_{\Gamma} = u_{\Gamma}(t); I_{\Gamma} = i_{\Gamma}(t); Q = U \cdot I \sin \varphi$ $U_H = u_H(t); I_H = i_H(t); Q_B = \sum_{k=1}^{\infty} U_k \cdot I_k \cdot \sin \varphi_k$ $U_{\Gamma} = U_H; I_{\Gamma} = I_H;$ $S = \sqrt{P^2 + Q_B^2}$ $\begin{cases} u(t) = \sum_{k=1}^n U_k \\ i(t) = \sum_{k=1}^{n,m} I_k \end{cases} \quad u(t) = e_{\Gamma}(t)$	
	Локальні мобільні електротехнічні системи <i>змінного</i> струму		
	Локальні мобільні електротехнічні системи <i>постійного</i> струму		

<p>3 етап</p> <p>(Поява РГ на основі НВДЕ з використанням пристроїв СЕ)</p>	<p>Локальні стаціонарні електротехнічні системи <i>змінного</i> струму</p>	$ \begin{aligned} &U_{r1} = U_{0r}; I_{r1} = I_{0r}; \quad P = U \cdot I \cos \varphi \\ &U_{r2} = u_r(t); I_{r2} = i_r(t); \quad Q = Q_\phi = u(t) \cdot i_p(t) \\ &U_H = u_H(t); I_H = i_H(t); \\ &U_r \neq U_H; I_r \neq I_H; \quad S = \sqrt{P^2 + Q_\phi^2} \end{aligned} \left\{ \begin{aligned} u(t) &= U_0 + \sum_{k=1}^n U_k \\ i(t) &= I_0 + \sum_{k=1}^{n,m} I_k \end{aligned} \right. $	
	<p>Локальні мобільні електротехнічні системи <i>змінного</i> струму</p>	$ \begin{aligned} &U_r = U_{0r}; I_r = I_{0r}; \quad P = U \cdot I \cos \varphi \\ &U_H = u_H(t); I_H = i_H(t); \quad Q = Q_\phi = u(t) \cdot i_p(t) \\ &U_r \neq U_H; I_r \neq I_H; \quad S = \sqrt{P^2 + Q_\phi^2} \end{aligned} \left\{ \begin{aligned} u(t) &= U_0 + \sum_{k=1}^n U_k \\ i(t) &= I_0 + \sum_{k=1}^{n,m} I_k \end{aligned} \right. $	
	<p>Локальні мобільні електротехнічні системи <i>постійного</i> струму</p>	$ \begin{aligned} &U_r = U_{0r}; I_r = I_{0r}; \quad P = U \cdot I \\ &U_H = U_{0H}; I_H = I_{0H}; \quad S = P \\ &U_r = U_H; I_r = I_H; \end{aligned} $	

Організація «шин» живлення різного рівня забезпечується апаратними засобами для стабілізації, перетворювання і резерву електроживлення споживачів різного рівня надійності за допомогою СК. Структура ЛЕС включає а себе не тільки різномірні джерела розосередженої генерації, але й різні типи накопичувачів та перетворювачів електроенергії, що дозволяють ЛЕС функціонувати не тільки паралельно з мережею, а й в режимі «енергоострова», забезпечуючи необхідні рівні стабільності, надійності та ЕМС в ЛЕС [107,111].

У загальному випадку математичну модель такої ЛЕС можна описати таким виразом: $Y = \{y_1, y_2, \dots, y_n\}$, або в окремому випадку, як: $\{\Psi\} \equiv \{Q_{об}, Q_{\phi}, K_{ПЯЕ}\}$, де Ψ – множина показників якості електропостачання в ЛЕС з джерелами РГ; $Q_{об}$ – значення обмінних потужностей в перетинах ЛЕС; Q_{ϕ} – значення реактивної потужності за Фрізе як характеристики енергетичних процесів; $K_{ПЯЕ}$ – нормалізовані значення показників якості електроенергії (ПЯЕ); « \equiv » – знак тотожної рівності. Функція Ψ має вигляд $\Psi = f(U_k, I_k, u_j(t), i_j(t), Z(t))$, де

$$u(t) = U_0 + \sum_{k=1}^n U_k \sin(\omega t + \psi_k^u), \quad i(t) = I_0 + \sum_{k=1}^{n,m} I_k \sin(\omega t + \psi_k^i),$$

$$Z(t) = R(t) + \dots + \frac{d}{dt}[L(t)\dots] + \int \left[\frac{dt}{C(t)} \dots \right].$$

При цьому U_0, U_k, I_k – амплітудні значення напруг та струмів в перетинах ЛЕС з РГ; $u_j(t), i_j(t)$ – миттєві значення напруг та струмів у перетинах ЛЕС, $Z(t)$ – функція комплексного навантаження мережі (нелінійна, нестационарна, параметрична). Проте з появою джерел РГ у структурі ЛЕС виникає необхідність доповнення множини Ψ додатковими показниками, котрі дають змогу врахувати особливості роботи ДРГ.

Проаналізувавши [74, 111-138], в ЛЕС можна виділити структурні складові:

- система генерації ЛЕС, що розрахована на повне покриття локального навантаження (див. табл. 1.8);
- ланка перетворення та накопичення електроенергії, що в окремому випадку може бути складовою системи генерації;
- ланки розподілу та система керування;

– локальне навантаження.

Автономна система електроживлення в ЛЕС, як складова ланки генерації, зазвичай представлена кількома джерелами обмеженої потужності і створена для роботи в відокремленому режимі, має проводити накопичувальні дії для забезпечення енергетичного балансу.

$$\sum_{i=1}^n W_{Gi} = \sum_{j=1}^m W_{ЛНj}$$

У деяких джерелах малої потужності, таких як паливні елементи і мікротурбіни, накопичуючі пристрої стають дуже важливими для збалансування потужності системи при поточних порушеннях і/або значних змінах навантаження [20]. У разі раптової зміни стану системи, ці пристрої можуть діяти як джерело змінної напруги. В силу своїх фізичних обмежень вони мають обмежений запас енергії. Резервні накопичувачі енергії мають бути включені до системи ЛЕС для забезпечення безперебійного електропостачання.

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} + \sum_{k=1}^t P_{Hk} = \sum_{j=1}^m P_{ЛНj}$$

Відповідні пристрої накопичення для системи ЛЕС включають батареї, маховики та суперконденсатори. Іншим варіантом накопичення енергії може бути паливний елемент, який перетворює хімічну енергію палива в електричну енергію. Паливні елементи можуть бути описані як батареї, які ніколи не розряджаються до тих пір, поки водень і кисень безперервно провідні.

Таблиця 1.8 – Характеристика джерел живлення в ЛЕС

Тип джерела	Види джерел	Форми напруг та струмів джерела	Вихідна потужність	Перетворення	Режим роботи
Загальна електрична мережа		$\begin{cases} u(t) = U_0 + \sum_{k=1}^n U_k \\ i(t) = I_0 + \sum_{k=1}^{n,m} I_k \end{cases}$	$P = P_1 + P_\infty$ $\frac{dP}{dt} = \text{var} \Rightarrow$ керовано	Трансформатор U_1 / U_2 , АС-DC	1. Режим централізованої генерації повинен постійно покривати графік навантаження

Джерела РГ з перетворювачами	ВЕС, СЕС, МГЕС, паливна комірка	$\begin{cases} U_0, I_0, \text{дж. НВДЕ} \\ u(t) = U_0 + \sum_{k=1}^n U_k \\ i(t) = I_0 + \sum_{k=1}^{n,m} I_k \end{cases}, \text{ДГ}$	$P = P_1 + P_\infty$ $\frac{dP}{dt} = \text{var} \Rightarrow$ не керовано	AC-DC-AC, DC-DC-AC,	1. Режим енергоострова з акумулюванням енергії 2. Паралельна робота з мережею та безперервна генерація
Джерела РГ на основі СМ / АМ	Когенераційні установки, ДГ, МГЕС, ВЕС	$\begin{cases} u(t) = \sum_{k=1}^n U_k \\ i(t) = \sum_{k=1}^{n,m} I_k \end{cases}$	$P = P_1 + P_\infty$ $\frac{dP}{dt} = \text{var} \Rightarrow$ керовано	СМ, АМ, AC-DC	1. Режим енергоострова – резервне живлення у випадку відключення від загальної мережі 2. Паралельна робота для покриття пікових навантажень / видача ел. ен. в мережу
Джерела РГ постійного струму (в т.ч. акумулятори)	СЕС, ВЕС, паливні комірки; батареї, маховики та суперконденсатори	U_0, I_0	$\frac{dP}{dt} = \text{var} \Rightarrow$ керовано	DC-DC-AC, AC-DC-AC	1. Режим енергоострова з акумулюванням енергії 2. Паралельна робота з мережею та, безперервна генерація

Разом з системою накопичення електроенергії важливу роль в структурі ЛЕС відіграють пристрої СЕ, які забезпечують перетворення енергії в ЛЕС та керування режимами. Стратегія керування полягає в тому, що ЛЕС зазвичай працює паралельно до загальної електричної мережі. У разі виникнення будь-яких аварійних ситуацій в мережі або її планового обслуговування ЛЕС може бути відключена від мережі і продовжувати працювати в острівному режимі і навпаки. ЛЕС на рівні розподілу зазвичай характеризується необхідністю перетворення енергії від НВДЕ. Для забезпечення надійної та стабільної роботи ЛЕС використовуються різні типи перетворювачів на базі пристроїв СЕ. Їх типи та характеристики наведені в таблиці 1.9. Оскільки номінальна пікова

потужність ЛЕС зазвичай обмежується 10 МВА, інтерфейс, який забезпечує взаємодію ЛЕС і загальної мережі, відіграє важливу роль, а спосіб перемикання та СК цього компонента визначає ефективність взаємодії з зовнішньою енергосистемою [86, 88, 101].

На ряду з системою перетворення розподільна мережа має важливу роль, як складова частина ЛЕС. Розподільні мережі можуть класифікуватись за трьома типами: лінії постійного струму; лінії змінного струму промислової частоти; високочастотні лінії змінного струму (High Frequency AC – HFAC).

У випадку лінії змінного струму промислової частоти джерела РГ приєднуються до головної шини в ЛЕС. Постійний струм від джерел РГ перетворюється в змінний промислової частоти 50Гц за допомогою відповідного інвертора і потім передається на навантаження.

Існує багато шляхів підключення джерел РГ в ЛЕС. Одним з них є HFAC. В HFAC ЛЕС джерела РГ приєднуються до головної шини. Генерована від джерел РГ електроенергія за допомогою інверторів перетворюється в змінний струм з частотою 500Гц. А потім струм передається на сторону навантаження, де за допомогою пристроїв СЕ перетворюється в змінний струм промислової частоти.

Навантаження підключається до розподільної мережі, яка може гарантувати ефективну взаємодію ланки генерації і розподільної мережі. При більш високій частоті гармоніки більш високого порядку відфільтровуються, що обмежує проблеми якості енергії. Але недоліком є те, що HFAC підвищує реактивний опір лінії і збільшує втрати потужності.

Таблиця 1.9 – Характеристика системи перетворення в ЛЕС з джерелами РГ да основі пристроїв СЕ

Тип перетворення*	Призначення	Вид перетворювача	Галузь застосування
AC-AC	Коригування рівня вихідної напруги змінного струму у відповідності з рівнем вхідної напруги змінного струму. Змінний кут включення вентиля контролює вихідну напругу. Ці перетворювачі відомі як регулятори напруги змінного струму.	Циклоконвертори, гібридні матричні перетворювачі, матричні перетворювачі, перетворювачі частоти, перетворювачі-регулятори напруги	СК Освітлення /Опалення, двигуни великої потужності, зміна рівня напруги / частоти,
AC-DC	Перетворювач параметрів змінного струму в постійний може перетворювати змінну напругу в напругу постійного струму. Вихідна напруга постійного струму може регулюватися шляхом зміни кута запалювання тиристорів. Вхідна напруга змінного струму може бути одно- або трифазною.	Випрямлячі (одно- або трифазний, напівмостовий або мостовий)	Машини постійного струму, системи накопичення енергії, джерела РГ, лінії передачі ПС (HVDC)
DC-AC	Різні рівні вихідної змінної напруги, частоти і фази; регулювання потужності в залежності від конструкції конкретного пристрою та вхідної потужності на стороні постійного струму	Інвертор (інвертор струму, інвертор напруги, резонансний інвертор)	Двигуни змінного струму, UPS, локомотиви, Static Var Generation, СЕС або паливні комірки
DC-DC	Такі перетворювачі використовуються для регулювання вихідної напруги постійного струму щодо вхідної напруги постійного струму. Змінний цикл роботи контролює вихідну напругу.	Завантажувальні перетворювачі (Boost Converters), Buck-Boost Converters, Chopper, Cuk Converters	Живлення електронного обладнання, робототехніка, автомобілі/транспорт, підсилювачі, СЕС
AC-DC-AC	AC / DC / AC перетворювачі, а саме перетворювачі з ланкою постійного струму, виконують перетворення вхідного змінного струму до параметрів вихідного змінного струму за допомогою ланки постійного струму між ступенями перетворення (випрямляч, ланка постійного струму та інвертор)	Перетворювач типу Back to Back, перетворювач типу випрямляч - інвертор	Для одинарного або комплексного використання різних ел. генераторів, джерела РГ, ЛЕС

* AC – параметри змінного струму (alternating current), DC – параметри постійного струму (direct current).

1.2 Основні режими роботи локальних систем

В ЛЕС можна виділити основні режими роботи (див. табл. 1.9), котрі більш детально розглянуті на рис. 1.3:

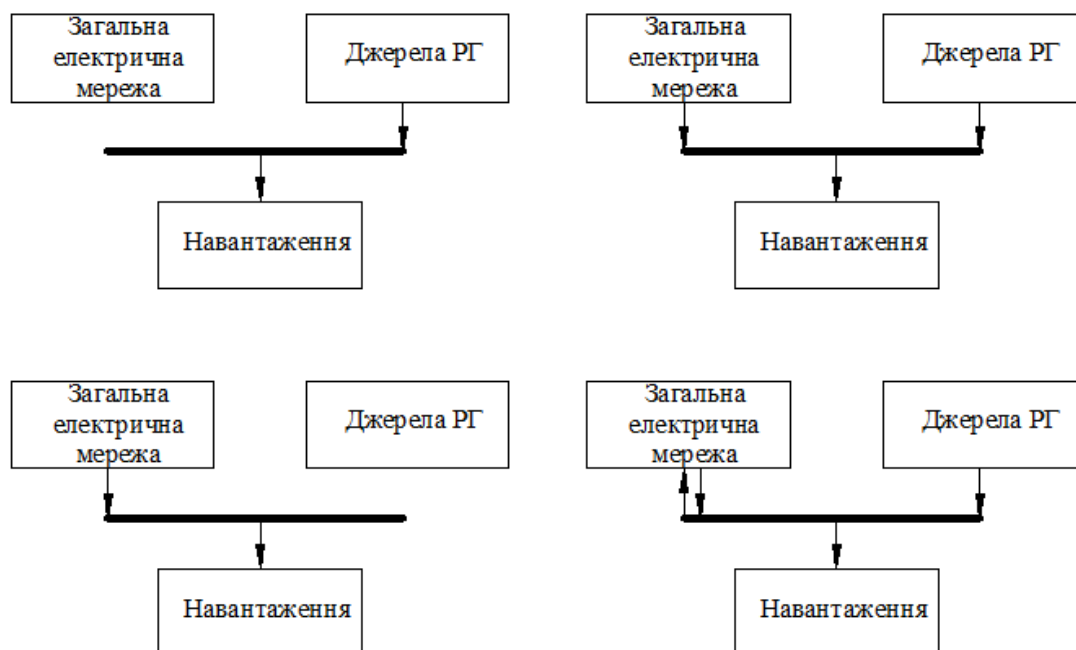


Рис 1.3 – Режими роботи ЛЕС

Зазначені режими (табл. 1.9) зумовлені напрямком перетоків електроенергії між загальною електричною мережею та елементами ЛЕС

Таблиця 1.9 – Режими роботи ЛЕС

<i>Режими роботи ЛЕС</i>		
Спільна робота з централізованою електричною мережею	Автономна робота ЛЕС (режим «енергоострова» / острівний режим)\	
	Острівний режим	Анти-острівний режим

Режим спільної роботи з ЕМ, «слідування за навантаженням»

Існує можливість організації роботи ЛЕС паралельно з ЕМ, але без передачі електричної енергії в мережу. Цей режим роботи можна назвати «слідування за навантаженням». Застосування режиму паралельної роботи з ЕМ і «слідування за навантаженням» можна розглянути на прикладі ЛЕС на основі джерел РГ.

За умови $P_{\text{мер}} \gg P_{\text{РГ}}$ на даному об'єкті паралельно до мережі може бути підключена необмежена кількість джерел РГ. При працюючих джерелах РГ локальне навантаження споживає потужність ($P_{\text{лн}}$) одночасно від мережі і від джерел РГ. Збільшення потужності генерації від РГ ($P_{\text{ген}}$) або зниження $P_{\text{лн}}$ призводить до зниження потужності, споживаної локальним навантаженням від мережі ($P_{\text{мер}}$) і при $P_{\text{ген}} > P_{\text{лн}}$ починається зворотна передача потужності в мережу (рисунок 1.4,б).

На підставі вимірювань в ЛЕС визначається значення потужності, споживаної від мережі на ввіді. При зміні локального навантаження це значення змінюється: при зростанні локального навантаження – збільшується, при зменшенні – падає, при подальшому зменшенні навантаження починається передача потужності в мережу.

Система керування при будь-якому рівні локального навантаження запобігає таку передачу:

- При налаштуванні СК задається мінімальне значення потужності, споживаної від мережі.

- Після досягнення заданого мінімального значення контролер відповідно до алгоритму змінює потужність генерації всіх джерел РГ таким чином, щоб запобігти передачі електричної енергії від РГ в мережу і підтримувати задане мінімальне значення потужності, тобто підтримує співвідношення $P_{\text{лн}} > P_{\text{ген}}$ (рисунок 1.4,а).

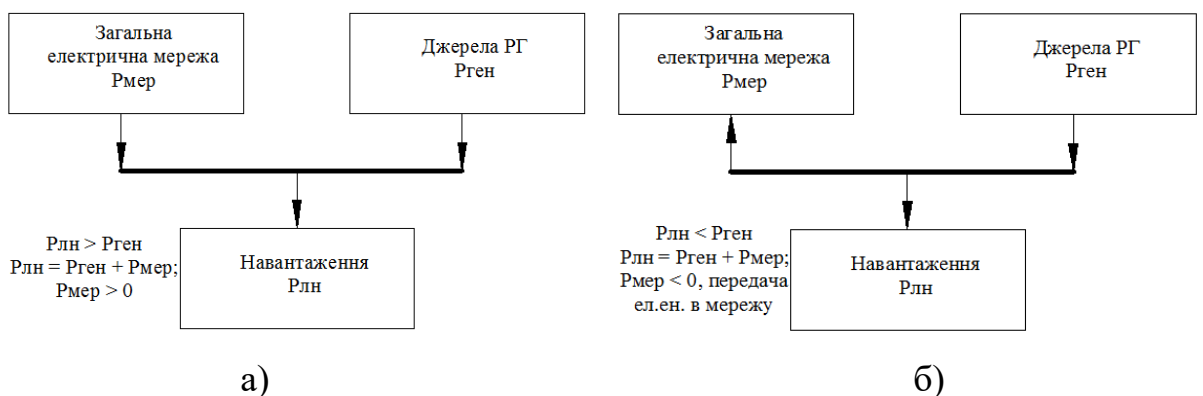


Рисунок 1.4 – Розподіл потужності генераторів при різних співвідношеннях потужності навантаження і генерації

Режим енергоострова

До вихідних клем генеруючого обладнання через регулятори підключено тільки електричне навантаження об'єкта. Відсутній зв'язок з централізованою електричною мережею. Навантаження може змінюватися від 0 до 100%, при цьому обладнання генерує електричну енергію, забезпечуючи постійний рівень напруги незалежно від навантаження (0,4 кВ). У цьому режимі вихідна напруга – головний параметр, який підтримується автоматикою генеруючого обладнання.

Режим енергоострова відноситься до стану, в якому джерела РГ продовжують жити навантаження, хоча живлення від електричної мережі більше немає.

Перехід в режим енергоострова може бути здійснено не лише в той час, коли локальні джерела живлення можуть повністю покрити локальне навантаження, а й при виникненні в централізованій мережі або в ЛЕС аварійних режимів. В таких випадках, режим роботи ЛЕС може бути небезпечним для працівників, які можуть і не підозрювати, що установка знаходиться під напругою, хоча зв'язок з загальною електричною мережею розірвано. З цієї причини, джерела генерації в ЛЕС повинні реєструвати перехід в режим енергоострова і негайно припинити виробництво електроенергії; це називають *анти-острівним режимом*. Тобто переходом в острівний режим без продовження будь-якої генерації в ЛЕС. Також такий режим використовується для ізоляції зовнішньої енергосистеми при виникненні системних аварій в ЛЕС та ізоляції споживачів в ЛЕС при аваріях в зовнішній мережі.

Наявність вищих гармонік, несиметрії та неурівноваженості напруги в електромережах ЛЕС призводить до ряду небажаних явищ [27, 33, 67]. Також для ЛЕС необхідно особливо виділити втрати, пов'язані з нераціональним електроживленням. Вони виникають через несинусоїдальність струму і напруги та проявляються у зниженні коефіцієнта потужності чи обмеженні використанні в окремих випадках конденсаторних батарей. Потрібно

враховувати також обмінні процеси, зумовлені частою зміною напрямків потоків енергії через вибрані (контрольовані) перетини [43, 68].

При підключенні до джерела живлення в ЛЕС кількох спотворюючих елементів постає питання нормування допустимого індивідуального внеску в загальний рівень спотворень сигналів. Для розв'язання цього питання необхідно знати механізм додавання гармонічних спотворень від різних джерел. При цьому слід враховувати, що регулювання режимів роботи ПЕЕ зумовлює в цілому довільні зміни фазових кутів та амплітуд генерованих гармонік.

1.3 Енергетичні процеси у локальних системах

Залежно від типу джерела РГ, що входить до ланки генерації, а також типів навантажень, для оцінки енергетичних характеристик ЛЕС виділимо наступні визначення реактивної потужності [20, 30-33,40], як характеристики енергетичних процесів у моделях ЛЕС із синусоїдальними та несинусоїдальними функціями напруг та струмів:

– реактивна потужність за першою гармонікою Q_1 :

$$Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1, \quad (1.1)$$

де $\varphi = \varphi_u - \varphi_i$; φ_u, φ_i – початкові кути першої гармоніки напруги $u(t)$ та струму $i(t)$; U_1 та I_1 – діючі значення першої гармоніки напруги $u(t)$ та струму $i(t)$. Призначення – підведення балансу електроенергії та вибір компенсуючих пристроїв в лінійних ланках, величина вимірювання електронними лічильниками;

– реактивна потужність за Фризе Q_Φ

$$Q_\Phi = \sqrt{S^2 - P^2}. \quad (1.2)$$

Призначення – характеристика додаткових втрат в усталеному режимі; При декомпозиції реактивної потужності за Фризе на лінійну та нелінійну складові з'являється можливість врахувати присутність постійної складової

струму та нелінійності і нестационарності процесів в перерізах ЛЕС, зумовлених структурою генерації та різномірністю навантажень.

$$Q_{\phi}^2 = Q_{л.ч.}^2 + Q_{н.ч.}^2, \quad (1.3)$$

де $Q_{л.ч.}$ – реактивна потужність, яку можна скомпенсувати лінійною частиною двополюсника, що складається з лінійних індуктивностей та ємностей. $Q_{н.ч.}$ – реактивна потужність, яку можна скомпенсувати за допомогою «нелінійної частини» двополюсника.

$$Q_{л.ч.}^2 = U^2 I_{P1}^2, \quad (1.4)$$

$$Q_{н.ч.}^2 = U^2 I_{P2}^2. \quad (1.5)$$

– реактивна потужність за Фризе для трифазної системи

$$Q_{\phi 3}^2 = Q_{\phi}^2 + Q_{\phi H}^2. \quad (1.6)$$

Призначення – враховує вплив несиметрії на енергетичні процеси в мережі.

– обмінна потужність:

$$Q_{OB} = \frac{1}{2T} \int_0^T |u(t) \cdot i_p(t)| dt. \quad (1.7)$$

Призначення – характеризує вплив неякісної електроенергії на обмінні процеси в мережі.

За допомогою інтегральних показників та характеристик доцільно оцінювати характер протікання енергетичних процесів, а за допомогою миттєвих показників та характеристик – регулювати електроспоживання, підводити баланс енергій в ЛЕС.

Доцільність вибору та використання енергетичних показників і характеристик зумовлюється постановкою завдання – так можна стверджувати, що реактивна потужність за Фризе за її декомпозиції на лінійну та нелінійну

складові оптимальна при визначенні реактивної потужності в ЛЕС завдяки можливості врахування зміни структури в ЛЕС. Проте складність розрахунку свідчить про необхідність спрощення математичних моделей розрахунку реактивної потужності залежно від зміни структури ЛЕС, за умови забезпечення достатнього рівня відповідності отриманих розрахунків, результатам повного розрахунку реактивної потужності за Фризе для вибору оптимальних параметрів коригуючих пристроїв (КП) для симетричних систем.

Також слід звернути увагу на проблему несиметрії в ЛЕС, викликану з одного боку інтеграцією джерел РГ та НВДЕ, а також те, що нестаціонарні несиметричні електроприймачі також негативно впливають на роботу інших симетричних електроприймачів і живлячої багатофазної системи, завдаючи тим самим значних електромагнітних і технологічних втрат.

1.4 Особливості оцінки стабільності роботи локальних систем

Локальні електротехнічні системи є складними системами, різнорідна структура генерації, описана у розділі 1.2, неоднорідність джерел генерації та наявність великої кількості пристроїв СЕ, що забезпечують усталені режими в ЛЕС постійно змінюють структуру ЛЕС. Тому абсолютно неможливо заздалегідь забезпечити оптимальні умови роботи для кожного споживача.

Враховуючи це, можна судити, що для ЛЕС повинно бути дано визначення стабільності функціонування, яке б враховувало особливості структури ЛЕС, функціонування різнорідних джерел РГ, наявність та режими роботи системи накопичення та акумулювання енергії в ЛЕС та параметри електричної енергії, а також параметри режимів у ЛЕС.

На Заході дуже розповсюджені терміни *process stability* та *process capability* [76,86-88], перший визначає стабільність процесу, а другий – чи протікає процес у заданих межах. Стабільність процесів відноситься до сталості процесу та його важливих характеристик, таких як середнє значення основного

параметра або зміни цього параметра. Якщо процес сталий (незмінний) протягом довгого часу, то ми говоримо, що цей процес є стабільним або контрольованим.

Термін «process capability» або «відповідність процесу» є мірою здатності процесу протікати у заданих межах. Це дає змогу оцінити окремі параметри процесу. Є кілька методів для визначення відповідності процесу за індексами C_p , C_{pk} , P_{pk} [49,58-63], однак, намагання узагальнити стабільність та відповідність за допомогою одного індексу часто приводить до втрати адекватності даних, тому що ключова інформація про процес втрачається.

Отже, в якості стабільності функціонування ЛЕС слід використовувати показники та параметри, які дадуть змогу якісно оцінити процес в ЛЕС.

Оскільки якісна оцінка режимів в ЛЕС потребує врахування багатьох технічних та природних факторів, будемо використовувати визначення стабільності ЛЕС як допустиме коливання параметрів режимів та енергетичних процесів при забезпеченні споживачів електричною енергією. Відхилення від допустимого рівня свідчатиме про нестабільність функціонування ЛЕС.

Основними показниками якості електроенергії при живленні від електричних мереж трифазного струму є відхилення і коливання частоти, ступінь несинусоїдальності форми кривої напруги, несиметрія напруг і зсув нейтралі, відхилення і коливання напруги.

Норми на ці показники якості електроенергії в точках мереж, до яких безпосередньо приєднуються споживачі, визначаються стандартами EN 50160, IEEE 519, G5/4, ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р54149-2010 [31, 92, 93].

Проблема управління якістю електроенергії в системі безпосередньо пов'язана з управлінням електроспоживанням. Тут якість електроживлення доцільно характеризувати як сукупність надійності ЛЕС та якості електроенергії [10].

До нормалізованих ПЯЕ належать відхилення та коливання частоти, відхилення, коливання, несиметрія, неурівноваженість і несинусоїдальність напруги [10]. Установлено два види норм якості електроенергії: допустимі та

гранично допустимі. Наведені нормативні показники широко використовуються на практиці і є директивними. Досвід їх використання показав доцільність доповнення відомих систем показників характеристиками і показниками, які оцінюють ефективність перетворення електроенергії, ступінь ЕМС тощо.

Важливим є аналіз залежності показників від параметрів ЛЕС, усталеність роботи елементів ЛЕС, розвиток системи при її експлуатації. Так, з урахуванням необхідності розгляду різних сторін енергетичних процесів в ЛЕС, системи енергетичних характеристик і показників поряд з нормативними мають вміщувати додаткові складові:

- 1) споживану активну потужність P ;
- 2) складові втрат активної потужності від різних факторів неякісності електромагнітних процесів (складові потужності Фризе Q_{Φ});
- 3) модифікації реактивної потужності;
- 4) показники, які характеризують форми сигналів $i(t), u(t), p(t)$, імпульсів та імпульсних послідовностей;
- 5) екстремальні значення сигналів $i(t), u(t), p(t)$ та їх похідні;
- 6) коефіцієнти перетворення енергії;
- 7) техніко-економічні показники;
- 8) сигнали управління та контролю;
- 9) характеристики взаємного впливу елементів системи, рівнів досягнення ЕМС.

Крім того, слід зазначити, що значення конкретного ПЯЕ в i -му вузлі визначається струмами спотворень I_i , що генеруються споживачами в усіх вузлах:

$$U_i = I_i z_{ii} + \sum_{j \neq i}^m I_j z_{ij} = U_{ni} + U_{ci}, \quad (1.9)$$

де z_{ij} – взаємний опір i -го та j -го вузлів мережі живлення струмам розглянутого виду спотворень; z_{ii} – власний опір вузла; m – число вузлів

мережі живлення; U_{ni} – складова показника в i -му вузлі, зумовлена установками споживача даного вузла; U_{ci} – складова показника в i -му вузлі, зумовлена зовнішніми стосовно даного вузла споживачами.

Оскільки всі ці види спотворень спричиняються роботою електроустановок споживачів, спільний вплив яких визначає сумарний рівень спотворень у точці приєднання до мережі (ТПМ), а ГОСТ 13109-97 установлює норми тільки на сумарний рівень, виникає необхідність визначення допустимого індивідуального внеску кожного споживача в значення ПЯЕ в ТПМ. У якості ТПМ звичайно розглядаються шини підстанції, до яких у загальному випадку підключається декілька споживачів. Проведений аналіз показав, що для визначення допустимого внеску (ДВС) кожного з них необхідно: знати механізми підсумовування спотворень різних видів; установити припустимий рівень спотворень від зовнішніх стосовно даної підстанції споживачів (надалі допустимий внесок енергосистеми – ДВЕС); установити критерій розподілу між споживачами даної підстанції різниці між нормованим ГОСТ 13109-97 значенням ПЯЕ для даних шин і ДВЕС.

Проаналізувавши літературні джерела, бачимо, що усі відомі алгоритми оцінки ДВС потребують подальшого вдосконалення, застосування адекватних характеристик та параметрів, узгодження з нормативно-правовою базою.

Також, оцінка стабільності в ЛЕС повинна проводитися з урахуванням можливості коригуючих пристроїв (КП) СЕ зкомпенсувати всі наявні збурення та забезпечити споживача електроенергією необхідної якості, а також до аналізу надійності функціонування ЛЕС з урахуванням її структури та режимів. При оцінці стабільності ЛЕС слід також враховувати чутливість параметрів режимів ЛЕС до зміни електричних параметрів елементів ЛЕС за виразом 1.10.

$$S_q^{\varphi} = \frac{\varphi(q + \delta) - \varphi(q)}{\delta}, \quad (1.10)$$

де S_q^{φ} – характеризує чутливість функції φ до зміни параметру q . Функцією φ може виступати функція керування, або енергетична характеристика, а

величина q може характеризувати як величину спотворення енергетичної характеристики, так і вихідний електричний параметр [87,92].

Для аналізу процесів у виділених системах необхідна комплексна оцінка, що на практиці не може бути обмежена лише оцінкою якості електроенергії як основного продукту генерації та кінцевого споживання в ЛЕС. Адекватна оцінка процесів у ЛЕС можлива при врахуванні факторів, що відображають процеси різні за своєю природою і фізичною сутністю, тобто якість функціонування системи. Під оцінкою якості функціонування ЛЕС слід розуміти сукупність її властивостей, що включають, крім економічності ще й надійність (живучість, безвідмовність і стабільності) та якість електроенергії.

Визначення якості електропостачання в ЛЕС, у першу чергу, повинно дозволити визначити рівність рівня якості електроенергії при різних конфігурацій однієї структури (комбінацій працюючих елементів) процесу електропостачання в ЛЕС. Справді, при вивченні способів оптимізації параметрів та структури мереж після порівняння багатьох варіантів рішень потрібно вибрати економічно найдоцільніший з них за умови, що якість енергопостачання принаймні знаходиться на одному рівні, як і якість енергопостачання в інших варіантах.

При забезпеченні оптимального функціонування ЛЕС важливо порівнювати і різні за технічною якістю умови електропостачання, розглядаючи їх економічну значимість (вартість). Ця величина дозволяє порівнювати технічні рішення, навіть якщо вони мають різні рівні якості електроенергії. Необхідно, щоб підвищення якості електроенергії при переході від одного рішення до іншого було еталоном виграшу, який отримують споживачі. Цей виграш необхідно збалансувати з додатковими витратами, що дозволили б отримати покращення якості електроенергії.

Поняття якості електропостачання розглядалося як сукупність властивостей системи електропостачання, які зумовлюють ступінь придатності забезпечення споживачів встановленої якості при необхідному рівні надійності, тобто поряд з якістю електроенергії якість електропостачання повинна

додатково характеризуватися надійністю. Згідно [93] якість електропостачання умовно поділяється на:

- комерційну якість, посиляючись на послуги, які пов'язані з постачальником, системним оператором і споживачем;
- надійність (безперервність) електропостачання, посиляючись на кількість і тривалість перерв електропостачання;
- якість напруги живлення, посиляючись на технічні характеристики напруги, які можуть бути виміряні на стороні споживача.

Дано визначення якості електропостачання в ЛЕС з джерелами РГ: це є сукупність властивостей системи електропостачання ЛЕС, які зумовлюють забезпечення споживачів встановленої якості електричної енергії при заданому рівні надійності, стабільності та економічності функціонування ЛЕС. Інтегральний критерій якості електропостачання для ЛЕС повинен включати всі перелічені показники.

1.5 Особливості оцінювання надійності у локальних системах

Під час технологічного процесу виробництва, передачі, розподілу і споживання електричної енергії виникає необхідність забезпечення умов надійної паралельної роботи різних джерел РГ у складі ЛЕС, а також надійної паралельної роботи централізованих електричних мереж з ЛЕС, підтримування збалансованого режиму між споживаною та генерованою електричними потужностями в ЛЕС, надійної та безперебійної передачі електроенергії через мережі ЛЕС споживачам, які живляться від джерел РГ.

Основною метою дослідження повинно бути створення методології та практичного інструментарію (методів, моделей, алгоритмів і програм) оцінки надійності в ЛЕС з урахуванням особливостей функціонування під'єднаних джерел РГ. Необхідно отримати універсальний інструментарій, при цьому

точність і достовірність результатів необхідно підвищити, враховуючи цілий ряд чинників, що порушують технологію передачі і розподілу електроенергії.

За Законом України "Про електроенергетику" № 575/97-ВР постачальники електроенергії зобов'язані забезпечити надійне постачання споживачів якісною електроенергією найбільш економічним способом. Тому в сформованих умовах роботи розподільних мереж необхідно контролювати критерії надійності, якості та економічності електропостачання споживачів.

Відповідно до постанови № 232 Національної комісії регулювання електроенергетики України від 17.02.2011 Про затвердження звіту № 17 – НКРЕ (щокварталу) "Звіт про надійність електропостачання" і № 18 – НКРЕ (щокварталу) "Звіт про виконання комерційної якості обслуговування" та інструкцій щодо їх заповнення, надійність електропостачання споживачів в Україні показники надійності визначені наступним чином (табл. 1.10):

Таблиця 1.10 – показники надійності України

№ з/п	Показник надійності	Назва	Розрахункова формула
1	SAIDI	Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (далі SAIDI)	$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n} \text{ (XB.)}$
2	SAIFI	Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі	$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}$
3	MAIFI	Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі	$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}$
4	ENS	Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії	$ENS = \sum_{i=n}^k \frac{n_i^z \times t_i \times Q^z}{43800}$

Описані вище показники утворені на основі стандарту IEEE 1366. Даний стандарт стосується експлуатаційної надійності та умовно розділяє показники в розподільних мережах (див. табл. 1.11):

1. Показники стійких переривань електропостачання;
2. Показники стійких переривань, що базуються на параметрах навантаження;
3. Показники надійності, що базуються на миттєвих значеннях.

Основною складовою наведених показників є «відмова». Відмова є одним з основних понять теорії надійності. Поняття про повну й часткову відмову відображає ту обставину, що ЛЕС та її частини є об'єктом з рівнем ефективності функціонування, що змінюється.

Таблиця 1.11 – Показники експлуатаційної надійності згідно IEEE 1366

№ з/п	Показник надійності	Визначення	№ з/п	Показник надійності	Визначення
1	SAIFI	System Average Interruption Frequency Index / Показник середньої частоти відмов	2	ASIFI	Average System Interruption Frequency Index / Показник середньої частоти відмов
	SAIDI	System Average Interruption Duration Index / Показник середньої тривалості відмов			
	CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index / Показник середньої тривалості відмов окремих споживачів		ASIDI	Average System Interruption Duration Index / Показник середньої тривалості відмов
	CTAIDI	Customer Total Average Interruption Duration Index / Показник кількості споживачів, що мають перерви в електропостачанні	3	MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index / Показник частоти короткочасних відмов
	CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index / Показник середньої частоти відмов		MAIFI _e	Momentary Average Interruption Event Frequency Index / Показник подій, що спричинили короткочасні відмови
	ASAI	Average Service Availability Index / Показник необхідності роботи зі споживачами		CEMSMI _n	Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events / Кількість споживачів що одночасно мають тривалі та короткочасні відмови
	CEMI _n	Customers Experiencing Multiple Interruptions / Кількість споживачів, що мають багатократні перерви в електропостачанні			
	CELID	Customers Experiencing Long Interruption Durations / Кількість споживачів, які мають тривалі перерви в електропостачанні			

Причинами відмов можуть бути дефекти, допущені при конструюванні, виробництві й ремонтах, порушенні правил і норм експлуатації, різного роду пошкодження, а також природні процеси зношеності й старіння.

До наслідків відмови відносяться явища, процеси й події, що виникли після відмови й безпосередньо пов'язані з ним (зупинка двигуна, відтавання холодильника й т.д.). Іноді наслідки відмови є його ознаками.

Згідно з вище описаним, оцінку надійності слід проводити як комплексне дослідження надійності окремих елементів ЛЕС, так і всієї структури ЛЕС в цілому.

Надійність елементів. Надійність системи залежить від надійності її елементів [9,12]; елемент – це частина системи, надійність якої вивчається незалежно від надійності складових його частин.

При аналізі надійності в ЛЕС як елементи розглядаються лінії розподілу, електроустаткування (трансформатори, вимикачі, двигуни), функціональні вузли, відмови яких призводять до однакових наслідків (осередки розподільних пристроїв, шини підстанції і т.д.), а також виробничі установки.

Будь-який елемент, прорабивши випадковий час T_1 , відмовляє й потім відновлюється протягом τ_1 . Після відновлення він функціонує знову й, прорабивши якийсь час T_2 , знову виходить із ладу, відновлюється за час τ_2 і т.ін.(див. рис. 1.5).

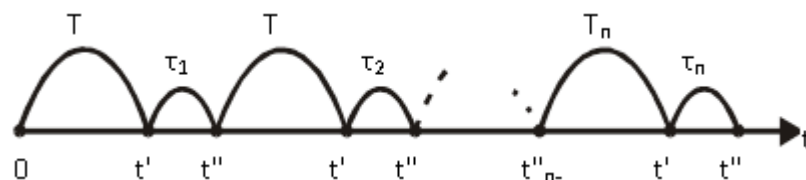


Рисунок 1.5 – Процес функціонування елемента

Моменти часу $t'_1=T_1$, $t'_2=T_1+\tau_1+T_2$, ... $t'_n=T_1+\tau_1+T_2+ \dots +\tau_{n-1}+T_n$ будемо називати відмовами елементів. Відмови елементів у часі утворюють потік відмов.

Потік називається *стаціонарним*, якщо ймовірність появи подій на інтервалі $\Theta_k(t, t+\Delta t)$ залежить тільки від Θ_k і не залежить від T , тобто стаціонарність означає, що ймовірність відмови для будь-якого інтервалу часу залежить тільки від його довжини, але не від моменту початку цього відрізка на осі часу.

Потік подій називається *поток*ом без *п*іслядії, якщо для будь-яких непересічних інтервалів часу кількість подій, що попадають в один з них, не залежить від кількості подій, що попадають в інші інтервали.

Для аналізу надійності в ЛЕС, – умовно розбивши графік зображений на рис. 1.5 подовово та помісячно, а час відновлення τ позначивши проміжками на осі часу можна отримати графік процесу функціонування елемента в ЛЕС впродовж розрахункового періоду (рисунок 1.6).

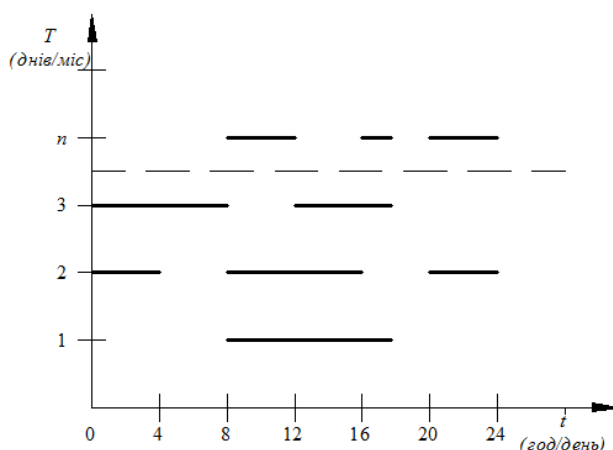


Рисунок 1.6 – Процес функціонування елемента в ЛЕС впродовж розрахункового періоду (один місяць)

Оцінка надійності у даному випадку повинна проводитися з урахуванням різнотипності структури генерації в ЛЕС та з виділенням відмов, що найбільш притаманні джерелам РГ в ЛЕС.

Зазначені вище показники можуть бути використані лише при визначенні експлуатаційної та балансової надійності системи, що зазвичай використовуються при паралельній роботі з мережею, тому в острівному режимі необхідно використовувати показники режимної надійності (табл. 1.12).

Таблиця 1.12 – Значення показників режимної надійності

№ з/п	Показник надійності	Назва	Розрахункова формула
1	LOLE	Очікувана втрата навантаження	$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(C_i - L_i)$
2	EIR	Енергетичний індекс надійності	$EIR = 1 - LOEE,$ <p>де LOEE – це ефективність функціонування системи, фактично це відпущена споживачам системи енергія.</p> $LOEE = \sum_1^n \frac{E_k \cdot P_k}{E},$
3	EFOR	Еквівалентний коефіцієнт неготовності	$EFOR = \frac{\text{ймовірність відмови агрегату}}{\text{кількість агрегатів}}$

Таким чином, складність аналізу електромагнітних процесів в ЛЕС зумовлена структурою генерації з використанням джерел РГ на основі НВДЕ та електроспоживання (різноманітність електротехнічних установок) визначає необхідність більш якісної та багатоаспектної оцінки процесів. Якість електропостачання в ЛЕС доцільно оцінювати інтегральним показником з урахуванням стабільності, надійності функціонування, а також якості електричної енергії.

Співставний аналіз протікання енергетичних процесів у системах електроживлення з нелінійними нестационарними елементами (зокрема, автономних, децентралізованих та розподілених систем) при зміні їх параметрів та режимів роботи потребує у багатьох випадках введення поняття «якість енергетичних процесів» [93]. Під цим поняттям надалі будемо розуміти відповідність енергетичних процесів сформульованому переліку вимог.

При аналізі якості енергетичних процесів у таких системах полігармонійність функцій $p(t)$, $u(t)$, $i(t)$ зумовлює необхідність застосування нових енергетичних характеристик, які мають свої особливості та можливі сфери застосування, а також відповідні форми їх графічного (просторового) відображення та співставлення [10].

Висновки.

1. На основі проведеного аналізу запропоновано визначення ЛЕС, загальну структурну схему ЛЕС з РГ та виділено її основні складові, що дало змогу виділити режими функціонування ЛЕС з РГ та особливості протікання енергетичних процесів у зазначених системах.

2. При аналізі особливостей функціонування джерел в ЛЕС виявлено, що різномірні джерела генерації, у т.ч. і НВДЕ, генерують спотворення, а самі навантаження можуть як генерувати спотворення, так і бути досить критичними до впливу різних факторів «неякісності» електроенергії, тому при оцінюванні стабільності та надійності у ЛЕС, необхідно враховувати множинність показників та критеріїв, притаманних як енергетичним, так і електротехнічним системам та комплексам, проте складна структура та різнотипність усталених режимів роботи ЛЕС свідчить про недостатність критеріїв, що використовуються в електроенергетичних системах та в електричних ланцюгах.

3. У ході аналізу виділено проблему несиметрії у ЛЕС, викликану, з одного боку, інтеграцією джерел РГ та НВДЕ, а також тим, що нестационарні несиметричні електроприймачі також негативно впливають на роботу інших симетричних електроприймачів і живлячої багатофазної системи, завдаючи тим самим значних втрат електроенергії.

4. На основі аналізу визначень реактивної потужності для оцінювання енергетичних процесів у ЛЕС з РГ, виділено визначення, котрі дають змогу врахувати особливості структури та режимів ЛЕС з РГ описаних у даній роботі.

5. Складність розрахунку реактивної потужності за Фризе свідчить про необхідність спрощення математичних моделей розрахунку реактивної потужності, залежно від зміни структури ЛЕС, за умови забезпечення достатнього рівня відповідності отриманих розрахунків, результатам повного розрахунку реактивної потужності за Фризе для вибору оптимальних параметрів коригуючих пристроїв для симетричних систем.

6. Оцінка ефективності регулювання процесів у ЛЕС зводиться до

побудови моделі ЛЕС, для якої необхідна розробка нових показників та критеріїв оцінки якості електропостачання в ЛЕС з урахуванням режимів роботи ЛЕС та специфіки елементів ЛЕС.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ

2.1 Особливості оцінювання енергетичних процесів у локальних системах з різномірними джерелами генерації.

Доля нелінійних навантажень збільшується з кожним роком. Тому при аналізі енергетичних процесів у ЛЕС необхідно розробляти нові підходи для оцінки ефективності та втрат при передачі потужності через мережу.

На основі розглянутого, для оцінки енергетичних процесів при виборі параметрів регулюючих пристроїв у ЛЕС використаємо такий показник, як реактивна потужність за Фризе (Q_ϕ). Цей показник дозволяє найбільш повно оцінити енергетичні процеси в ЛЕС. Його декомпозиція на лінійну та нелінійну складові (див. (2.1)–(2.4)) дозволяє врахувати появу складових постійного струму в ЛЕС а також нелінійність та нестационарність процесів у ЛЕС, зумовлених режимами роботи ЛЕС та навантажень в ЛЕС. Збільшення Q_ϕ призводить до пропорційного збільшення величини додаткових втрат при передачі енергії. І рівність тільки цього показника нулю свідчить про відсутність додаткових втрат. Крім того, цей показник відрізняється від нуля при будь-якому рівні наявності реактивної потужності, а саме: відмінність зсуву фаз між напругою та струмом від 0 градусів, наявності повернення енергії з навантаження в генератор та зміна миттєвих значень опору на вхідних затискачах навантаження.

Якщо будь-яке інше визначення реактивної потужності дорівнює нулю – це не гарантує максимальної ефективності передачі активної потужності. І лише Q_ϕ гарантує виконання умови $S=P$, при $Q_\phi=0$.

$$Q_\phi = U \cdot I_p \quad (2.1)$$

Проведемо декомпозицію реактивного струму.

$$Q_\phi^2 = U^2 (I_{p1}^2 + I_{p2}^2) = Q_{л.ч.}^2 + Q_{н.ч.}^2 \quad (2.2)$$

де $Q_{л.ч}$ – реактивна потужність, яку можна скомпенсувати лінійною частиною двополюсника, що складається з лінійних індуктивностей та ємностей; $Q_{н.ч}$ – реактивна потужність, яку можна скомпенсувати за допомогою «нелінійної частини» двополюсника.

Відповідно лінійну та нелінійну частини можна визначити з виразів (2.3) – (2.4):

$$Q_{л.ч.}^2 = U^2 \sum_{k=1}^N \frac{I_{m(k)}^2 \sin^2(\varphi_k)}{2} \quad (2.3)$$

$$Q_{н.ч.}^2 = U^2 \left[\left(I_0 - \frac{PU_0}{U^2} \right)^2 + \sum_{n,k,n \neq k} \frac{\left(I_{m(k)} \cos \varphi_n - PU_{m(k)} / U^2 \right)^2}{2} + \sum_{n,n \neq k} \frac{I_{m(n)}^2}{2} + \frac{1}{2} \sum_{k,k \neq n} \left(PU_{m(n)} / U^2 \right)^2 \right] \quad (2.4)$$

Проте, якщо розглядати структури ЛЕС, в яких існують не всі компоненти лінійної та нелінійної складових реактивної потужності за Фризе, що зумовлюється особливостями структури ланки генерації в ЛЕС та режимами роботи ЛЕС, та прийняти деякі допущення, то визначення Q_{ϕ}^2 значно спрощується.

1) Розглянемо систему, яка описується математичним описом:

$$u(t) = U_0 + U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u)$$

$$i(t) = I_0 + I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i)$$

а) допустимо, що величиною U_1 можна знехтувати, тоді:

$$Q_{\phi}^2 = \left\{ U_0^2 \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1}{2} \right\} + U_0^2 \left[\left\{ I_0 - \frac{P_0 U_0}{U_0^2} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - (P_0 + P_1)0 / (U_0 + U_1))^2}{2} \right] = U_0^2 \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1}{2} + U_0^2 \frac{I_1^2 \cos \varphi_1}{2} = \frac{U_0^2 I_1^2}{2}$$

б) допустимо, що величиною I_0 , а відповідно і P_0 можна знехтувати, тоді:

$$Q_{\phi}^2 = \left\{ (U_0^2 + U_1^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1}{2} \right\} + (U_0^2 + U_1^2) \left[\left\{ \frac{P_1 U_0}{(U_0^2 + U_1^2)} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - P_1 U_1 / (U_0^2 + U_1^2))^2}{2} \right] = \frac{I_1^2 (U_0^2 + U_1^2)}{2};$$

2) Розглянемо іншу систему, яка описується наступним математичним описом:

$$u(t) = U_0 + U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u)$$

$$i(t) = I_0 + I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i) + I_3 \sin(3\omega t + \psi_3^i)$$

а) допустимо, що величиною U_1 можна знехтувати, тоді:

$$Q_{\phi}^2 = \left\{ (U_0^2 + U_1^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1}{2} \right\} + (U_0^2 + U_1^2) \left[\left\{ I_0 - \frac{P_0 U_0}{(U_0^2 + U_1^2)} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - P_0 U_1 / (U_0 + U_1))^2}{2} + \frac{I_3^2}{2} \right] =$$

$$= I_0^2 U_1^2 + \frac{U_0^2 + U_1^2}{2} (I_1^2 + I_3^2) - P_0 P_1;$$

б) допустимо, що величиною I_0 , а відповідно і P_0 можна знехтувати, тоді:

$$Q_{\phi}^2 = \left\{ (U_0^2 + U_1^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1}{2} \right\} + (U_0^2 + U_1^2) \left[\left\{ \frac{P_1 U_0}{(U_0^2 + U_1^2)} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - P_1 U_1 / (U_0^2 + U_1^2))^2}{2} + \frac{I_3^2}{2} \right] =$$

$$= \frac{(U_0^2 + U_1^2)}{2} (I_1^2 + I_3^2);$$

в) допустимо, що величиною P_1 можна знехтувати, тоді:

$$Q_{\phi}^2 = \left\{ (U_0^2 + U_1^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1}{2} \right\} + (U_0^2 + U_1^2) \left[\left\{ I_0 - \frac{P_0 U_0}{(U_0^2 + U_1^2)} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - P_0 U_1 / (U_0 + U_1))^2}{2} + \frac{I_3^2}{2} \right] =$$

$$= I_0^2 U_1^2 + \frac{U_0^2 + U_1^2}{2} (I_1^2 + I_3^2) - P_0 P_1;$$

3) Розглянемо систему, яка описується математичним описом:

$$u(t) = U_0 + U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u) + U_3 \sin(3\omega t + \psi_3^i)$$

$$i(t) = I_0 + I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i)$$

а) допустимо, що величиною P_1 можна знехтувати, тоді:

$$Q_{\phi}^2 = \left\{ (U_0^2 + U_1^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1}{2} \right\} + (U_0^2 + U_1^2) \left[\left\{ I_0 - \frac{P_0 U_0}{(U_0^2 + U_1^2)} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - P_0 U_1 / (U_0 + U_1))^2}{2} + \frac{I_3^2}{2} \right] =$$

$$= I_0^2 U_1^2 + \frac{(U_0^2 + U_1^2)}{2} (I_1^2 + I_3^2);$$

б) допустимо, що величиною U_1 можна знехтувати, тоді:

$$Q_\phi^2 = \left\{ U_0^2 \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1}{2} \right\} + U_0^2 \left[\left\{ I_0 - \frac{(P_0 + P_1)U_0}{U_0^2} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - (P_0 + P_1)0 / U_0)^2}{2} + \frac{I_3^2}{2} \right] = \frac{U_0^2}{2} (I_1^2 + I_3^2) + P_1^2;$$

в) допустимо, що величиною I_0 , а відповідно і P_0 можна знехтувати, тоді:

$$Q_\phi^2 = \left\{ (U_0^2 + U_1^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi_1}{2} \right\} + (U_0^2 + U_1^2) \left[\left\{ \frac{P_1 U_0}{(U_0^2 + U_1^2)} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - P_1 U_1 / (U_0^2 + U_1^2))^2}{2} + \frac{I_3^2}{2} \right] = \frac{U^2}{2} (I_1^2 + I_3^2);$$

4) Розглянемо систему, яка описується математичним описом:

$$\begin{aligned} u(t) &= U_0 + U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u) + U_3 \sin(3\omega t + \psi_3^u) \\ i(t) &= I_0 + I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i) + I_5 \sin(5\omega t + \psi_5^i) \end{aligned}$$

а) допустимо, що величиною U_1 , а відповідно і P_1 , можна знехтувати, тоді:

$$Q_\phi^2 = \left\{ (U_0^2 + U_3^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi}{2} \right\} + (U_0^2 + U_3^2) \cdot \left[\left\{ I_0 - \frac{P_0 U_0}{(U_0^2 + U_3^2)} \right\}^2 + \frac{I_1^2 \cos^2 \varphi}{2} + \left(\frac{P_0 U_3}{(U_0^2 + U_3^2)} \right)^2 + \frac{I_5^2}{2} \right] = I_0^2 U_3^2 + \frac{U^2}{2} (I_1^2 + I_5^2);$$

б) допустимо, що величиною U_1 можна знехтувати, тоді:

$$\begin{aligned} Q_\phi^2 &= \left\{ (U_0^2 + U_3^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi}{2} \right\} + (U_0^2 + U_3^2) \cdot \left[\left\{ I_0 - \frac{(P_0 + P_1)U_0}{(U_0^2 + U_3^2)} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - (P_0 + P_1)0 / (U_0 + U_3^2))^2}{2} + \left(\frac{(P_0 + P_1)U_3}{(U_0^2 + U_3^2)} \right)^2 + \frac{I_5^2}{2} \right] = \\ &= \frac{(U_0^2 + U_3^2)}{2} (I_1^2 + I_5^2) + \frac{P_1^2 U_3^2 - (P_0^2 + P_0 P_1) U_0^2}{2}; \end{aligned}$$

в) допустимо, що величиною I_0 , а відповідно і P_0 можна знехтувати, тоді:

$$Q_{\phi}^2 = \left\{ (U_0^2 + U_1^2 + U_3^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi}{2} \right\} + (U_0^2 + U_1^2 + U_3^2) \cdot$$

$$\cdot \left[\left\{ \frac{P_1 U_0}{(U_0^2 + U_1^2 + U_3^2)} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - P_1 U_1 / (U_0 + U_1 + U_3))^2}{2} + \left(\frac{P_1 U_3}{(U_0^2 + U_1^2 + U_3^2)} \right)^2 + \frac{I_5^2}{2} \right] =$$

$$= \frac{(U_0^2 + U_1^2 + U_3^2)}{2} (I_1^2 + I_5^2);$$

Систематизовані дані щодо отриманих аналітичних виразів розміщені у зведеній таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Спрощенні рівняння для визначення величини Q_{ϕ}^2

№	Математичний опис системи	Допущення	Величина Q_{ϕ}^2 після спрощення
1.1	$u(t) = U_0 + U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u)$ $i(t) = I_0 + I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i)$	$U_1 = 0$	$\frac{U_0^2 I_1^2}{2}$
1.2		$I_0 = 0 \Rightarrow P_0 = 0$	$\frac{I_1^2 (U_0^2 + U_1^2)}{2}$
2.1	$u(t) = U_0 + U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u)$ $i(t) = I_0 + I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i) + I_3 \sin(3\omega t + \psi_3^i)$	$P_1 \approx 0$	$I_0^2 U_1^2 + \frac{U_0^2 + U_1^2}{2} (I_1^2 + I_3^2) - P_0 P_1$
2.2		$U_1 = 0$	$P_1^2 + \frac{U_0^2}{2} (I_1^2 + I_3^2)$
2.3		$I_0 = 0 \Rightarrow P_0 = 0$	$\frac{(U_0^2 + U_1^2)}{2} (I_1^2 + I_3^2)$
3.1	$u(t) = U_0 + U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u) + U_3 \sin(3\omega t + \psi_3^u)$ $i(t) = I_0 + I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i)$	$P_1 \approx 0$	$(U_0^2 + U_1^2 + U_3^2) \left(I_0^2 + \frac{I_1^2}{2} \right) - P_1 P_0 - P_0^2$
3.2		$U_1 = 0$	$U_3^2 \left(I_0^2 + \frac{I_1^2}{2} \right) + \frac{I_1^2}{2} U_0^2 + P_1$
3.3		$I_0 = 0 \Rightarrow P_0 = 0$	$\frac{I_1^2}{2} (U_0^2 + U_1^2 + U_3^2)$
4.1	$u(t) = U_0 + U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u) + U_3 \sin(3\omega t + \psi_3^u)$ $i(t) = I_0 + I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i) + I_5 \sin(5\omega t + \psi_5^i)$	$P_1, U_1 = 0$	$I_0^2 U_3^2 + \frac{U^2}{2} (I_1^2 + I_5^2)$

4.2		$U_1 = 0$	$\frac{(U_0^2 + U_3^2)}{2}(I_1^2 + I_5^2) + \frac{P_1^2 U_3^2 - (P_0^2 + P_0 P_1) U_0^2}{2}$
4.3		$I_0 = 0 \Rightarrow P_0 = 0$	$\frac{(U_0^2 + U_1^2 + U_3^2)}{2}(I_1^2 + I_5^2)$

Як приклад, розрахуємо реактивну потужність для ЛЕС постійного струму. Покладемо, що I_1 змінюється від 2 А до 20 А з кроком 1А; I_0 приймає значення 400 А та 500 А, $I_3 = I_1/2$, $U_0 = 1000$ В, $U_1 = 25$ В. Дану систему можна охарактеризувати математичним описом (2.1) із таблиці 2.1:

Активна потужність розраховується за формулами:

$$P_0 = U_0 \cdot I_0 \quad (2.5)$$

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cos \varphi_1 \quad (2.6)$$

Результати розрахунку приведені на рисунку 2.1.

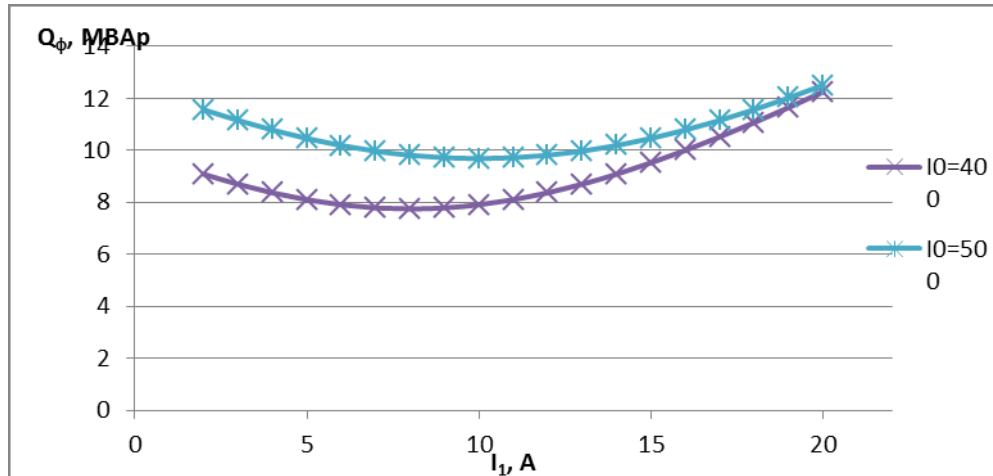


Рисунок 2.1 – залежність Q_ϕ від зміни першої гармоніки струму

На рисунку 2.1 видно, що реактивна потужність, з лінійною зміною струму I_1 , змінюється нелінійно. Вона спочатку знижується, а потім починає збільшуватися. Таким чином, існує точка оптимальності, при якій значення реактивної потужності, без впровадження технологічних заходів, буде оптимальним. Хоча вважається, що в мережах постійного струму реактивної

потужності не має бути. Її присутність зумовлена нелінійністю перетворюючих елементів, які є джерелами завад - гармонійних складових.

Розрахуємо реактивну потужність ще і в ЛЕС змінного струму. Покладемо, що $U_1 = 220$ В; $I_1 = 20$ А; $\cos\varphi_1 = 0,8$; I_0 змінюється від 0 А до 5 А з кроком 0,5 А; $I_5 = 2$ А; $U_0 = 5$ В; $U_3 = 10$ В.

Розглядаємо систему, яку можна охарактеризувати наступним математичним описом:

$$u(t) = U_0 + U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u) + U_3 \sin(3\omega t + \psi_3^u)$$

$$i(t) = I_0 + I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i) + I_5 \sin(5\omega t + \psi_5^i)$$

Результати розрахунку приведені на рисунку 2.2.

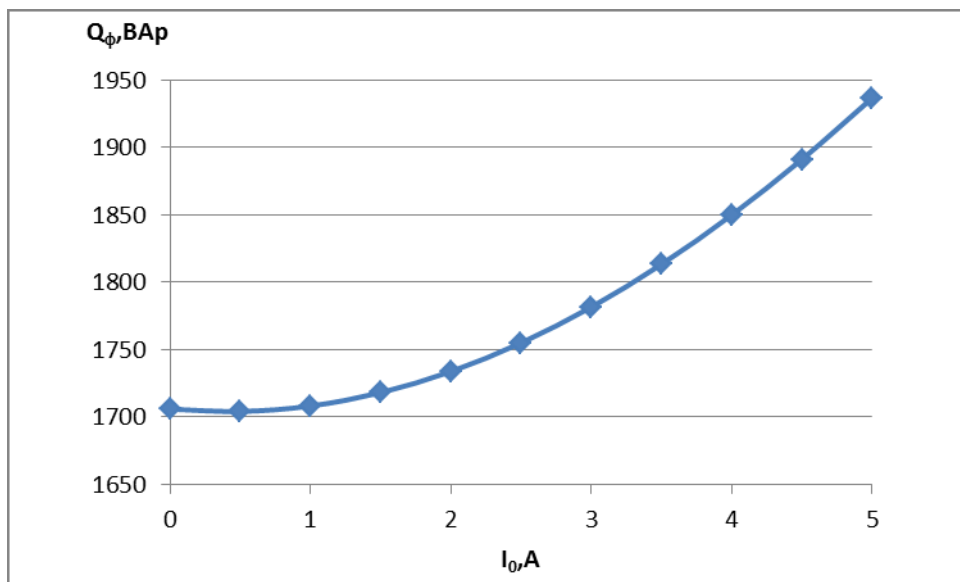


Рисунок 2.2 – залежність Q_ϕ від зміни постійної складової струму

На рисунку 2.2 знову видно, що реактивна потужність, з лінійною зміною струму I_0 , змінюється нелінійно. Знову отримана точка оптимальності.

За формулами (2.1) та (2.2) проведемо декомпозицію реактивної потужності на лінійну та нелінійну для другого прикладу.

Результати розрахунку приведені на рисунку 2.3.

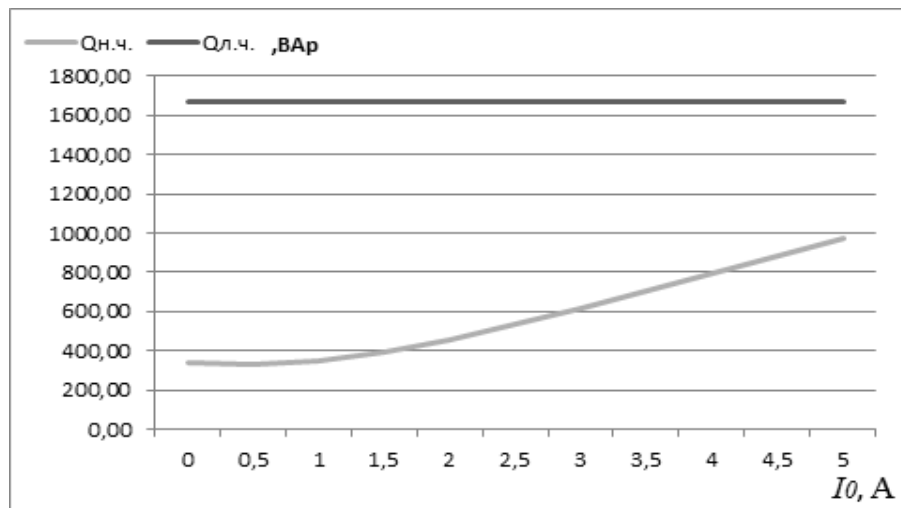


Рисунок 2.3 – Залежність $Q_{н.ч.}$ та $Q_{л.ч.}$ від зміни постійної складової струму.

Рисунок 2.3 дає можливість побачити, що нелінійний характер зміни Q_{ϕ} зумовлений нелінійністю зміни складової $Q_{н.ч.}$. Лінійна частина при зміні постійної складової струму не змінюється.

Таким чином, цей показник можна вважати уніфікованим для оцінки енергетичних процесів у мережах як постійного, так і змінного струму, та дозволяє максимально точно оцінити величину додаткових втрат при передачі електричної енергії. Крім того, декомпозиція реактивної потужності за Фризе дозволяє розрахувати величину складових, які мають бути скомпенсовані різними методами.

Запропонована система спрощень дозволяє, у свою чергу, зменшити час розрахунків для кожної окремої конфігурації ЛЕС, зумовленої її структурою та режимами, не впливаючи на точність розрахунків.

2.2 Особливості оцінки енергетичних процесів з урахуванням несиметрії в локальних системах з різнорідними джерелами генерації.

Для трифазних електротехнічних систем можна розглядати декілька визначень повної потужності:

$S = S_A + S_B + S_C$ – арифметична повна потужність;

$S_{I^2} = (P_A + P_B + P_C)^2 + (Q_{\phi A} + Q_{\phi B} + Q_{\phi C})^2$ – геометрична повна потужність, де

$Q_{\phi A}, Q_{\phi B}, Q_{\phi C}$ – реактивні потужності за Фризе для кожної з фаз;

$$S_m^2 = [(U_A^2 + U_B^2 + U_C^2) \cdot (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)]^{1/2} - \text{дійсна повна потужність.}$$

Використовуючи ці визначення, застосуємо поділ на активну та реактивну складову струмів за Фризе, тоді потужність втрат можна буде визначити:

$$P_{\text{втр}} = R_{\text{л}} \cdot (I_A + I_B + I_C)^2 = R_{\text{л}} \cdot (I_{Aa} + I_{Ba} + I_{Ca})^2 + R_{\text{л}} \cdot (I_{Ap} + I_{Bp} + I_{Cp})^2, \quad (2.7)$$

де друга складова буде зумовлювати втрати за рахунок реактивної складової фазних струмів.

Також при симетричному навантаженні фазні струми зумовлюють втрати на активних елементах, які можна розрахувати, як $3R_{\text{л}}I^2$. Врахувавши це, можна визначити додаткові втрати, зумовлені несиметрією:

$$R_{\text{л}} \cdot (I_{Aa} + I_{Ba} + I_{Ca})^2 - 3 \cdot R_{\text{л}} \cdot I^2 = \frac{1}{3} \cdot R_{\text{л}} [(I_{Aa} - I_{Ba})^2 + (I_{Ba} - I_{Ca})^2 + (I_{Ca} - I_{Aa})^2] \quad (2.8)$$

Враховуючи вищевикладене, для трифазної системи справедливим будуть наступні визначення потужностей:

$$S_m^2 = 3U^2(I_A + I_B + I_C)^2; \quad (2.9)$$

$$Q_{\phi}^2 = 3U^2(I_{Ap} + I_{Bp} + I_{Cp})^2; \quad (2.10)$$

$$P^2 = 3U^2(I_{Aa} + I_{Ba} + I_{Ca})^2; \quad (2.11)$$

$$Q_{\phi H}^2 = 3U^2[(I_{Aa} - I_{Ba})^2 + (I_{Ba} - I_{Ca})^2 + (I_{Ca} - I_{Aa})^2]. \quad (2.12)$$

В іншому випадку, коли генератор є джерелом несиметрії, залежності для оцінювання енергетичних процесів матимуть вигляд:

$$S_m^2 = (U_A + U_B + U_C)^2 3I^2; \quad (2.13)$$

$$Q_{\phi}^2 = (U_A + U_B + U_C)^2 3I_p^2; \quad (2.14)$$

$$P^2 = (U_A + U_B + U_C)^2 3I_a^2; \quad (2.15)$$

$$Q_{\phi H}^2 = 3I^2[(U_A - U_B)^2 + (U_B - U_C)^2 + (U_C - U_A)^2]. \quad (2.16)$$

У випадку, коли і генератор і навантаження несиметричні, залежності для оцінювання енергетичних процесів матимуть вигляд:

$$S_m^2 = (U_A + U_B + U_C)^2 (I_A + I_B + I_C)^2; \quad (2.17)$$

$$Q_\phi^2 = (U_A + U_B + U_C)^2 (I_{Ap} + I_{Bp} + I_{Cp})^2; \quad (2.18)$$

$$P^2 = (U_A + U_B + U_C)^2 (I_{Aa} + I_{Ba} + I_{Ca})^2; \quad (2.19)$$

$$Q_{\phi H}^2 = [(I_{Aa} - I_{Ba})^2 + (I_{Ba} - I_{Ca})^2 + (I_{Ca} - I_{Aa})^2][(U_A - U_B)^2 + (U_B - U_C)^2 + (U_C - U_A)^2]. \quad (2.20)$$

Внаслідок наявності несиметричних режимів трифазного генератора, зумовлених особливостями його функціонування в ЛЕС, з РГ слід виділяти спотворені та неспотворені значення напруг, U_c та U_{nc} відповідно, для яких слід визначати значення спотвореної та неспотвореної величин $Q_{\phi c}$ та $Q_{\phi nc}$. У такому випадку для оцінювання складових повної потужності доцільно користуватися наступним виразом:

$$Q_{\phi H}^2 = \sum_{i=1}^n Q_{\phi ci}^2 + Q_{\phi nc}^2. \quad (2.21)$$

де n – число фаз. Відповідно величини $Q_{\phi c}^2$ та $Q_{\phi nc}^2$ для кожної з фаз можна визначити таким чином:

$$Q_{\phi c1}^2 = (I_H)^2 (U_{AB})^2 = [(I_{Aa} - I_{Ba})^2 + (I_{Ba} - I_{Ca})^2 + (I_{Ca} - I_{Aa})^2] (U_{AB})^2;$$

$$Q_{\phi c2}^2 = (I_H)^2 (U_{BC})^2 = [(I_{Aa} - I_{Ba})^2 + (I_{Ba} - I_{Ca})^2 + (I_{Ca} - I_{Aa})^2] (U_{BC})^2;$$

$$Q_{\phi c3}^2 = (I_H)^2 (U_{CA})^2 = [(I_{Aa} - I_{Ba})^2 + (I_{Ba} - I_{Ca})^2 + (I_{Ca} - I_{Aa})^2] (U_{CA})^2;$$

де I_H – сумарний струм несиметрії.

$$Q_{\phi nc}^2 = (I_H)^2 k (U_{nc})^2 = [(I_{Aa} - I_{Ba})^2 + (I_{Ba} - I_{Ca})^2 + (I_{Ca} - I_{Aa})^2] k (U_{nc})^2,$$

де k – коефіцієнт, котрий відображає кількість неспотворених напруг (1 чи 2). У випадку, коли кількість неспотворених напруг, $k=2$, розрахунок величини $Q_{\phi H}$ спрощується у порівнянні з виразом (2.20).

Розглянемо процеси в ЛЕС з урахуванням несиметрії та використаємо спрощення, запропоновані у попередньому розділі. Для прикладу розглянемо ЛЕС з симетричною роботою генерації та несиметричним навантаженням:

Тобто фазні напруги матимуть вигляд: $U_a = U_b = U_c; u_i(t) = u_1(t) + u_3(t)$.

Струми матимуть вигляд: $i_i(t) = i_1(t) + i_3(t), I_a \neq I_b \neq I_c$.

Параметри навантаження змінні в діапазоні: $\phi_1, \phi_3 = 0-180^\circ$.

Проведемо розрахунок для фази А:

Форми напруг та струмів будуть мати вигляд:

$$\begin{cases} u(t) = U_1 \sin(\omega t + \psi_1^u) + U_3 \sin(3\omega t + \psi_3^u) \\ i(t) = I_1 \sin(\omega t + \psi_1^i) + I_3 \sin(3\omega t + \psi_3^i) \end{cases}$$

Допустимо, що величиною I_0 , а відповідно і P_0 для даної структури ЛЕС можна знехтувати, тоді:

$$\begin{aligned} Q_\phi^2 &= \left\{ (U_1^2 + U_3^2) \frac{I_1^2 \sin^2 \varphi}{2} \right\} + (U_1^2 + U_3^2) \cdot \\ &\cdot \left[\left\{ \frac{(P_1 + P_3)U_0}{(U_1^2 + U_3^2)} \right\}^2 + \frac{(I_1 \cos \varphi - (P_1 + P_3)U_1 / (U_1 + U_3))^2}{2} + \left(\frac{(P_1 + P_3)U_3}{(U_1^2 + U_3^2)} \right)^2 + \frac{I_3^2}{2} \right] = \\ &= \frac{(U_1^2 + U_3^2)}{2} (I_1^2 + I_3^2); \end{aligned}$$

Відповідно отримаємо сімейства залежностей для лінійної, нелінійної складових реактивної потужності за Фризе, а також реактивної потужності за Фризе до зміни параметрів навантаження (зсуву фаз між першою та третьою гармоніками струму та напруги) в ЛЕС (Рис. 2.15-2.17).

При відсутності несиметрії в системі має виконуватись співвідношення $S \equiv S_1$, де « \equiv » – знак тотожної рівності. Залежно від режимів роботи трифазного генератора та навантаження в ЛЕС $S \neq S_1$ характеризує відмінність розрахункових значень повної потужності, зумовлених несиметричними режимами Δ . Відмінності форм S та S_1 дають змогу відслідкувати наявність несиметрії в системі.

Як видно з отриманих залежностей (Рис. 2.15-2.17), несиметрія навантажень чітко прослідковується через нелінійну складову реактивної потужності за Фризе для кожної з окремо взятих фаз, що в свою чергу впливає на значення Q_ϕ^2 . Наочно це можна прослідкувати, проаналізувавши проекції лінійної, нелінійної складових реактивної потужності за Фризе, а також реактивної потужності за Фризе. З проекцій, зображених на рис. 2.15-2.17, бачимо, що саме нелінійна складова реактивної потужності за Фризе відображає наявність несиметрії у досліджуваній системі (задану вихідними розрахунковими параметрами) а отже, саме вона впливає на зміну значення

реактивної потужності за Фризе у кожній з фаз.

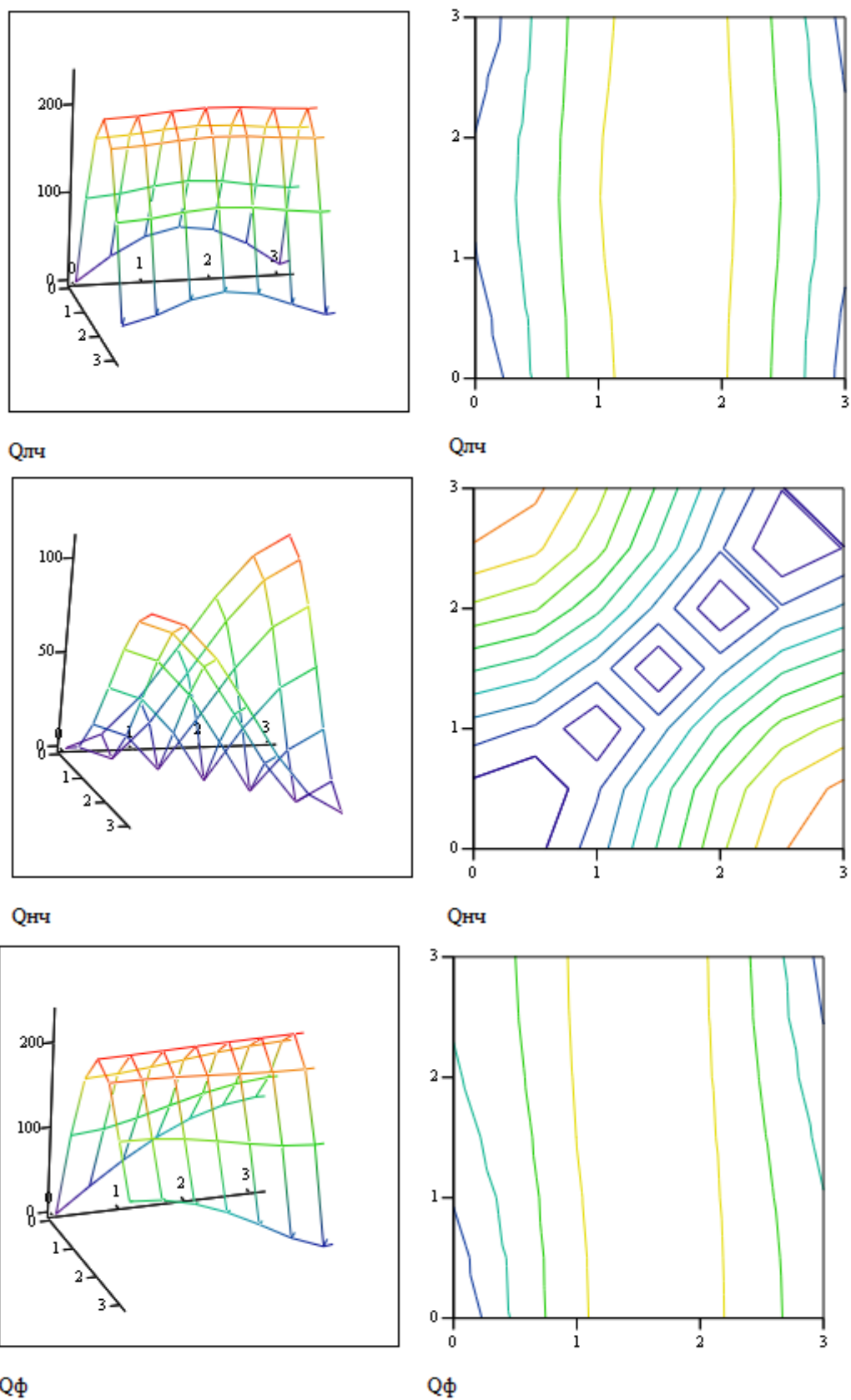


Рис. 2.4 – лінійна та нелінійна складові реактивної потужності за Фризе для фази А

Аналогічно проведемо розрахунок для фази В (Рис. 2.16):

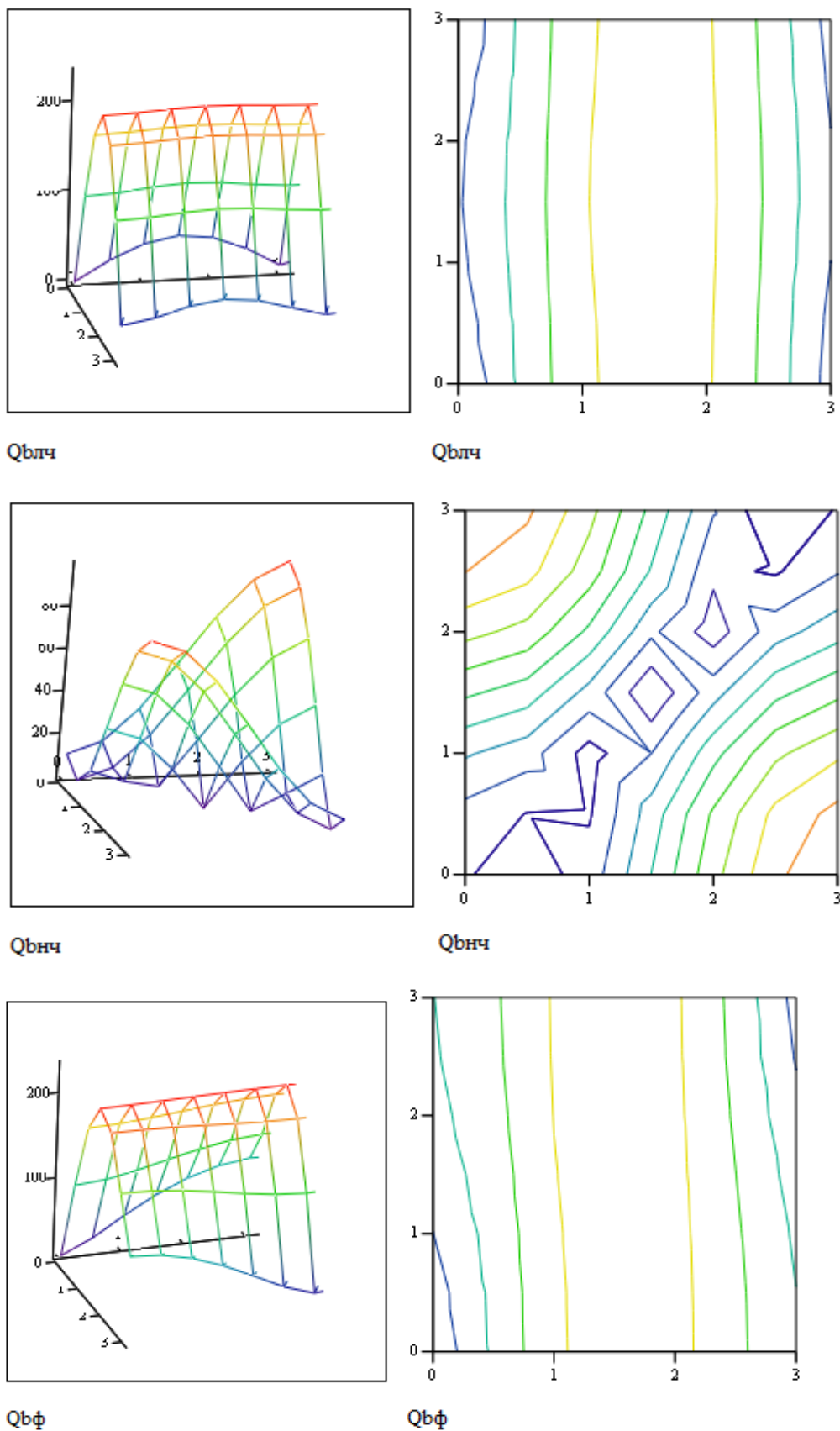


Рис. 2.5 – лінійна та нелінійна складові реактивної потужності за Фризе для фази В

Аналогічно проведемо розрахунок для фази С (Рис. 2.17):

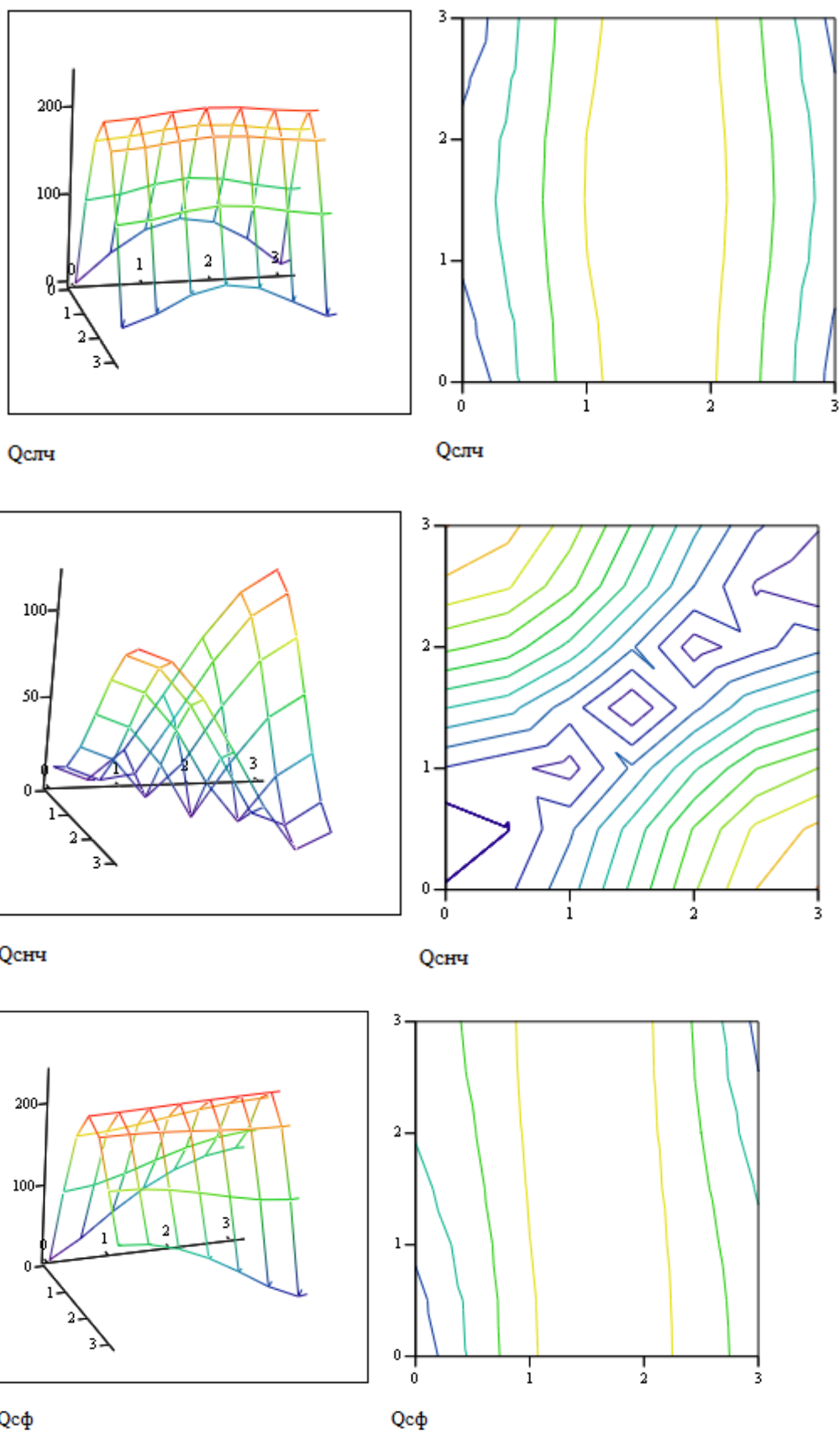


Рис. 2.6 – лінійна та нелінійна складові реактивної потужності за Фризе для фази С

Крім того, врахувавши додаткові втрати, зумовлені несиметрією,

проведемо розрахунок $Q_{\text{фн}}^2$ згідно (2.12). Визначимо та графічно зобразимо складову несиметрії реактивної потужності за Фризе для виділеної трифазної системи (рис. 2.7).

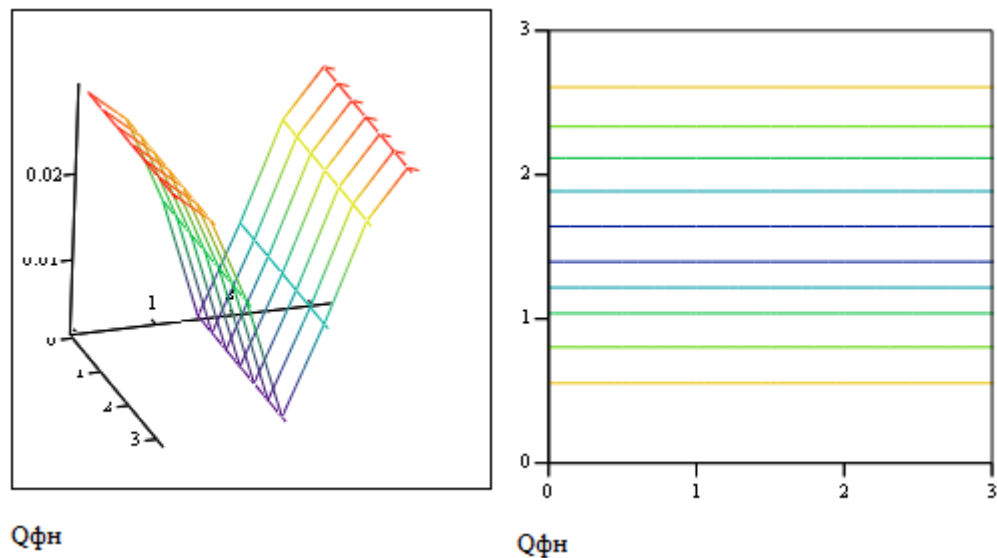


Рис. 2.7 – Зміна складової несиметрії $Q_{\text{фн}}$ для трифазної ЛЕС

Проаналізувавши зміну $Q_{\text{фн}}$ по відношенню до зміни параметрів навантаження (кутів φ_1 та φ_3), зображену на рис. 2.7, можна зробити висновок, що величина $Q_{\text{фн}}$ зводиться до нуля при суто активному навантаженні. При появі вищих гармонік, зумовлених навантаженням індуктивного характеру складова $Q_{\text{фн}}$ зростає швидше, ніж при ємнісному навантаженні і швидше досягає свого пікового значення.

Аналогічно зробимо графічну побудову для реактивної та повної потужностей за Фризе для трифазної системи (рис. 2.8 – 2.9).

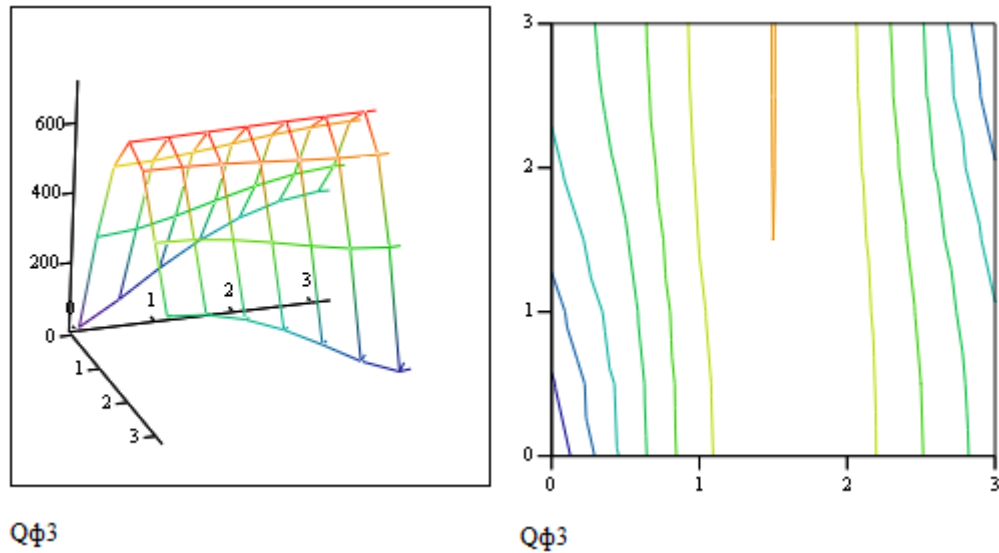


Рис. 2.8 – Зміна Q_{ϕ} для трифазної ЛЕС при зміні параметрів навантажень

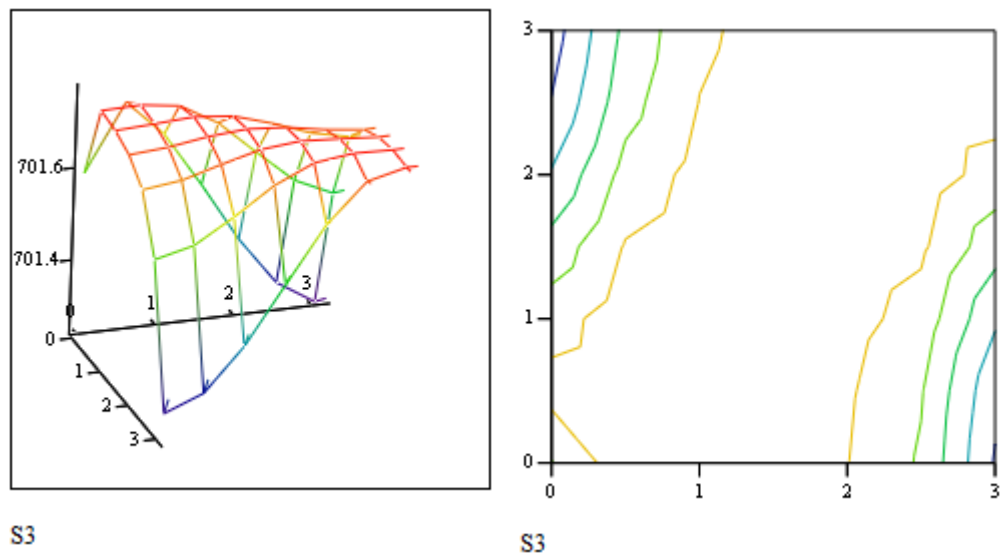


Рис. 2.9 – Повна потужність для трифазної ЛЕС

Враховуючи складову несиметрії за виразом (2.21) для фрагменту ЛЕС, отримано залежності величини повної потужності для системи $\{\Gamma\} - \{H\}$, де Γ – НВДЕ з несиметричним навантаженням при параметрах генератора $k=2$, до зміни параметрів навантажень (L, LC, C, R зі зміною діапазону $\varphi_l, \varphi_3 \in [0; \pi]$) та K_{Π} від 0,15 до 0,25 (рис. 2.10 – $S = (P^2 + Q_{\phi}^2 + Q_{\phi H}^2)^{1/2}$), та проведено порівняння з розрахунковими значеннями повної потужності без урахування складової $Q_{\phi H}$: $S_1 = (P^2 + Q_{\phi}^2)^{1/2}$. У числовому вираженні їхня різниця для цього прикладу сягає до 2% (зони 1, 2 на рис. 2.10 відповідають суто ємнісному (1) та індуктивному

(2) навантаженню) при суто активному симетричному навантаженні (зона 3 на рис. 2.10) відмінність між S та S_1 відсутня. Такий підхід дав змогу більш точно оцінити енергетичні процеси в трифазних ЛЕС.

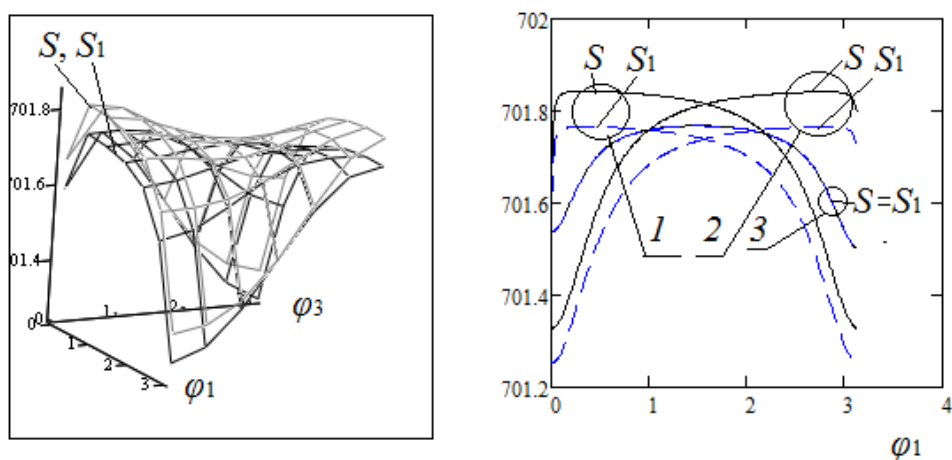


Рис. 2.10 – Зображення та перерізи поверхонь, котрі описують зміну повної потужності для трифазної ЛЕС з урахуванням складової $Q_{\text{фн}}(S)$ та без її урахування (S_1).

Отриманий результат (див. рис. 2.10) наочно підтверджує можливість урахування складової втрат повної потужності, що виникає за рахунок несиметрії в трифазній ЛЕС за рахунок використання запропонованих аналітичних формул. Даний метод дозволяє більш повно оцінити енергетичні процеси у трифазних ЛЕС. Запропоновані у розділі 2.1 аналітичні залежності дозволяють спростити розрахунок залежно від зміни параметрів та конфігурації ЛЕС. Також отримані результати доводять, що для визначення стабільності функціонування ЛЕС слід проводити аналіз реактивних струмів у ЛЕС, що при використанні визначення реактивної потужності за Фризе, як основного показника втрат в ЛЕС, дасть адекватні результати про стабільність чи нестабільність роботи ЛЕС.

2.3 Аналіз стабільності локальної системи з коригуючими пристроями

Розглянемо узагальнену структурну схему ЛЕС, представлену з'єднанням $\{Г\} - \{Н\}$, яка зображена на рис. 2.11. На даній схемі $\{Г\}$ являє собою еквівалент системи з n генераторів, а $\{Н\}$ відповідно еквівалент з m навантажень. Для такої ЛЕС справедливим є наступний вираз $i_Г(t) = i_Н(t)$, де $i_Г(t), i_Н(t)$ – відповідно струми генератора та навантаження. Виділимо активну $i_A(t)$ та реактивну $i_P(t)$ складові струму генератора $i_Г(t) = i_A(t) + i_P(t)$.

Будемо здійснювати компенсацію реактивної складової струму за допомогою КП у вигляді приладу регулятора (ПР), який включимо в переріз $A-A$ системи $Г-Н$. Покладемо, що ПР генерує струм $i_{ПР}(t)$, який компенсує реактивну складову $i_P(t)$ струму генератора $i_Г(t)$, $i_{ПР}(t) = -i_P(t)$. Тоді можемо записати:

$$i_Г^*(t) = i_A(t) + i_P(t) + i_{ПР}(t) = i_A(t) + i_P(t) - i_P(t) = i_A(t) , \quad (2.21)$$

де $i_Г^*(t)$ – струм генератора після компенсації.

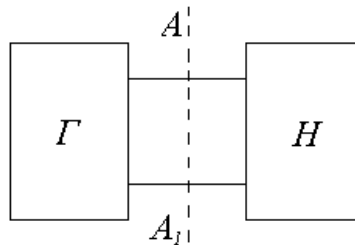


Рис. 2.11 – Структурна схема ЛЕС $\{Г\}-\{Н\}$

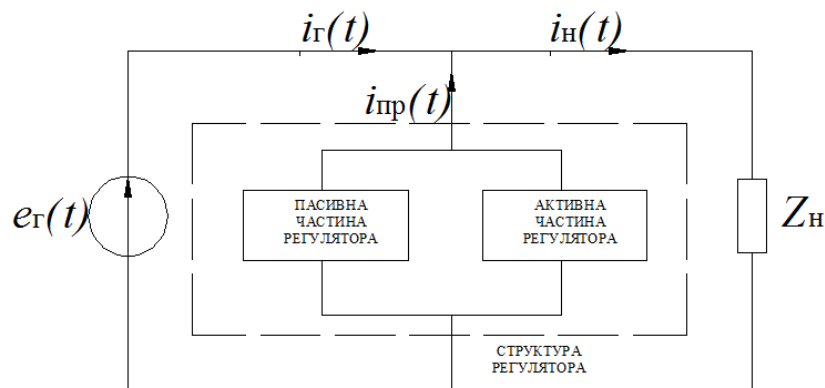


Рис. 2.12 – Спрощена схема заміщення

Для визначення величини струму компенсації $i_{\text{ПР}}(t)$ ПР, виділимо пасивну частину (ПЧР) та активну частину (АР) регулятора (див. рис 2.12). Струм компенсації ПР $i_{\text{ПР}}(t)$ складається зі струму, що генерується ПР $i_{\text{Р,ПЧР}}(t)$ та струму, що генерується АР $i_{\text{Р,АР}}(t)$.

Тоді:

$$i_{\text{ПР}}(t) = i_{\text{Р,ПЧР}}(t) + i_{\text{Р,АР}}(t). \quad (2.22)$$

Надалі будемо вважати, що в ідеальному випадку регулятор, який представлено у вигляді гібридного фільтра, має повністю скомпенсувати обидві складові: складову, яка компенсується ПЧР, — $i_{\text{Р,ПЧР}}(t)$ та складову, яка компенсується АР, — $i_{\text{Р,АР}}(t)$.

Нехай струми компенсації АР $i_{\text{Р,АР1}}(t)$ та $i_{\text{Р,АР2}}(t)$ характеризуються спектрами гармонік $S^{(1)}$ та $S^{(2)}$. У ідеальному випадку має виконуватись співвідношення:

$$S^{(1)} \equiv S^{(2)},$$

де « \equiv » — знак тотожної рівності. Залежно від схемотехнічної реалізації ПР, нерівність $S^{(1)} \neq S^{(2)}$ характеризує відмінність спектрів як за амплітудами $\{\Delta$, так і за початковими фазами $\{\Delta$. У першому наближенні при введенні норм $S_{\text{Н1}} \equiv \|S^{(1)}\|, S_{\text{Н2}} \equiv \|S^{(2)}\|$, маємо рівності із нев'язками Δ_1, Δ_2

$$S_{i\ 1} - S_{i\ 2} = \Delta_1; S_{i\ 2} - S_{i\ 1} = \Delta_2, \quad (2.23)$$

де $\Delta_1 > 0, \Delta_2 > 0$.

Для діючих значень струмів I_1 та I_2 (відповідно миттєвих струмів $i_{\text{Р,АР1}}(t)$ та $i_{\text{Р,АР2}}(t)$) згідно (2.15) можемо записати:

$$I_1^2 - I_2^2 = \Delta_{1,I}^2; I_2^2 - I_1^2 = \Delta_{2,I}^2, \quad (2.24)$$

де $\Delta_{1,I} > 0; \Delta_{2,I} > 0$.

Аналіз виразів (2.23) та (2.24) підтверджує, що відмінність спектрів зумовлює появу «перекомпенсованої» чи «нескомпенсованої» складової струму. Позначимо цей додатковий струм $\Delta i_{\text{ПР}}(t) = i_{\text{Р,ПР2}}(t)$. Його компенсація

має забезпечуватися АР. Таким чином, струм компенсації реального ПЧР буде мати такий вигляд:

$$i_{P,ПЧР}(t) = i_{P,ПЧР1}(t) + i_{P,ПЧР2}(t), \quad (2.25)$$

де $i_{P,ПЧР1}(t)$ – струм, який повністю скомпенсує ПЧР, а $i_{P,ПЧР2}(t)$, представляє собою струм, котрий ПЧР невзможі скомпенсувати, або струм, що генерується при компенсації ПЧР струму $i_{P,ПЧР1}(t)$. Тоді АР повинен буде компенсувати окрім струму $i_{P,AP}(t)$, який він має скомпенсувати в ідеальному випадку, додатковий струм $i_{P,ПЧР2}(t)$, – струм, який генерує ПЧР. Щоб оцінити межі стабільності роботи ЛЕС з ПР при різних конфігураціях (схемотехнічній реалізації) ПЧР проаналізуємо вплив струму, що генерує ПЧР $i_{P,ПЧР2}(t)$, на сумарний струм, який компенсує АР $i_{\Sigma P,AP}(t)$.

Для цього використаємо алгоритм, який складається з наступних етапів:

1. Опис процесів за допомогою гармонійного спектра напруги та струму в перетинах ЛЕС

$$u(t) = \sum_{k=1}^{Nr} U_{M(K)} \sin(k\omega t + \psi_K^u);$$

$$i(t) = \sum_{k=1}^{Nr} I_{M(K)} \sin(k\omega t + \psi_K^i),$$

де $U_{M(K)}, I_{M(K)}$ – амплітудні значення напруг та струмів для k -ї гармоніки; ψ_K^u, ψ_K^i – початкові фази напруг та струмів, k – номер гармоніки.

2. Визначення струму $i_{P,ПЧР1}(t)$ ПЧР з виразу (3.3), який має бути скомпенсованим в ідеальному випадку.

3. Визначення струму $i_{P,ПЧР2}(t)$ з виразу (3.4), який генерує ПЧР.

4. Розрахунок струму $i_{\Sigma P,AP}(t)$, який повинен компенсувати АР згідно виразу $i_{\Sigma P,AP}(t) = i_{P,AP}(t) + i_{P,ПЧР2}(t)$, де $i_{P,AP}(t)$ – струм, який компенсує АР.

5. Для оцінки меж стабільності роботи системи з ПР визначаються діючі I_D та максимальні I_M значення струмів $i_{\Sigma P,AP}(t)$ та $i_{P,AP}(t)$.

6. Визначення меж стабільності роботи системи на основі аналізу процесів у ПР як межі перевищення, яка зумовлює незворотні негативні процеси в АР (зокрема, вихід його з ладу).

Розглянемо чотири структури ПР, наведених на рис. 2.13. Ці структури відрізняються типом ПЧР. На першій схемі (рис. 2.13а) показано ПР, пасивна частина якого представляється конденсатором C_1 . Параметри конденсатора C_1 розраховуються таким чином, щоб повністю компенсувати першу гармоніку, в той час, як активна частина повністю компенсує вищі гармоніки. На рис. 2.13б зображено ПР, пасивна частина якого розраховується на компенсацію першої та вищих гармонік, в той час, як активна частина компенсує залишкові струми. На рис. 2.13в представлений резонансний фільтр, його пасивна частина компенсує першу та вищі гармоніки, а також розрахована на відпрацювання резонансів струмів та напруг. На рис. 2.13г пасивна частина ПР являє собою двополіусник, який повинен скомпенсувати струми першої та вищих гармонік. Активна частина розраховується на компенсацію «нескомпенсованих» або «перекомпенсованих» сигналів та перевантаження.

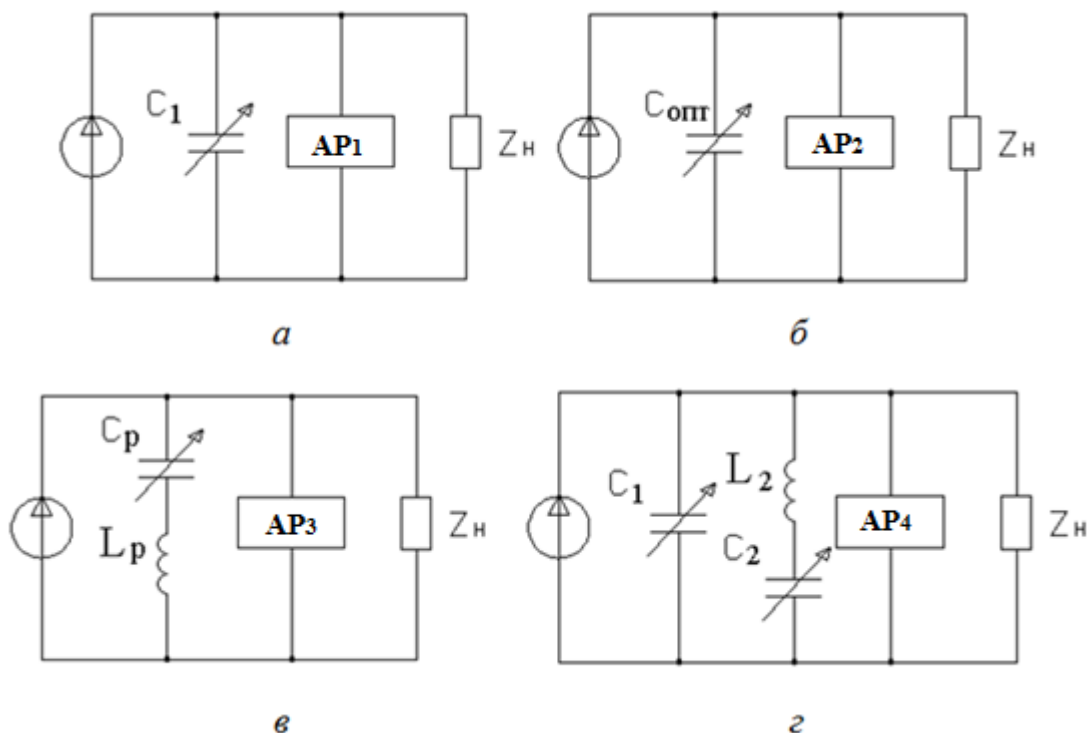


Рис. 2.13 – Схеми ПР з різними конфігураціями ПЧР

Проаналізуємо стабільність роботи ЛЕС на прикладі схеми, в якій ПР являє собою ємність C_1 (див. рис. 2.13 а):

Форми напруги $u(t)$ та струму $i(t)$ представимо у вигляді (2.26).

$$\begin{aligned} u(t) &= u_1(t) + u_3(t) = U_{1m} \sin \omega t + U_{3m} \sin(3\omega t + \psi_3^u); \\ i(t) &= i_1(t) + i_3(t) = I_{1m} \sin(\omega t + \psi_1^i) + I_{3m} \sin(3\omega t + \psi_3^i). \end{aligned} \quad (2.26)$$

Для зручності представимо струм як $i(t) = i_A(t) + i_P(t)$. Виділивши реактивну складову струму, розділимо її, в свою чергу, на дві складові $i_P(t) = i_{P\Pi\Phi}(t) + i_{P\Lambda\Phi}(t)$, де $i_{P\Pi\Phi}(t), i_{P\Lambda\Phi}(t)$ – реактивні струми, які в ідеальному ПР компенсуються ПР та АР відповідно.

Визначимо ємність C_1 пасивної частини фільтра, що повністю компенсуватиме першу гармоніку реактивного струму згідно нижче наведеної формули

$$C_1 = \frac{U_1 I_1 \sin \varphi_1}{\omega U_1^2}, \quad (2.27)$$

де U_1, I_1 – відповідно, діючі значення напруги та струму 1-ї гармоніки; φ_1 – кут зсуву фаз між 1-ю гармонікою напруги та струму.

Згідно умов (2.23), (2.24) повної компенсації, можна зробити висновок, що на пасивній частині фільтра C_1 генерується струм третьої гармоніки. Визначимо його за наступною формулою:

$$i_{C3}(t) = U_{3m} \sin(3\omega t + \psi_3^u + \frac{\pi}{2}) 3\omega C_1; \quad (2.28)$$

Перепишемо цю формулу, визначивши амплітуду генерованого струму та його фазу згідно виразів:

$$I_{C3M} = 3\omega C_1 U_3; \quad (2.29)$$

$$\psi_3^{uc} = \psi_3^u + \frac{\pi}{2}; \quad (2.30)$$

$$i_{C3}(t) = I_{C3M} \sin(3\omega t + \psi_3^{uc}), \quad (2.31)$$

де I_{C3M} – максимальне значення струму 3-ї гармоніки, що виникає на конденсаторі; ψ_3^{uc} – кут між фазами напруги та струму 3-ї гармоніки, що виникає в пасивній частині фільтра.

Тоді струм компенсації ПР даної схеми матиме вигляд $i_{P\Phi}(t) = i_{P\Phi1}(t) + i_{P\Phi2}(t)$, де $i_{P\Phi1}(t) = i_{P1}(t)$ – реактивний струм першої гармоніки, $i_{P\Phi2}(t) = i_{C3}(t)$ – струм, який генерується на ПР.

Виділимо реактивний струм третьої гармоніки, котрий компенсує АР за формулою $i_{P3}(t) = i_3(t) - i_{A3}(t)$. Для цього знайдемо струм третьої гармоніки

$$i_3(t) = I_{3m} \sin(3\omega t + \psi_3^i). \quad (2.32)$$

Розрахуємо активний струм третьої гармоніки

$$i_{A3}(t) = \frac{P}{U^2} u_3(t), \quad (2.33)$$

де $P = U_1 I_1 \cos \varphi_1 + U_3 I_3 \cos \varphi_3$; $U^2 = U_1^2 + U_3^2$; підставивши ці вирази у формулу (2.33) отримаємо:

$$i_{A3}(t) = \frac{P}{U^2} u_3(t) = \frac{U_1 I_1 \cos \varphi_1 + U_3 I_3 \cos \varphi_3}{U_1^2 + U_3^2} U_3 \sin(3\omega t + \psi_3^u). \quad (2.34)$$

Знайдемо реактивний струм 3-ї гармоніки

$$i_{P3}(t) = i_3(t) - i_{A3}(t) = I_3 \sin(3\omega t + \psi_3^i) - \frac{U_1 I_1 \cos \varphi_1 + U_3 I_3 \cos \varphi_3}{U_1^2 + U_3^2} U_3 \sin(3\omega t + \psi_3^u). \quad (2.35)$$

Користуючись відомими тригонометричними тотожностями:

$$\begin{aligned} \sin(\alpha + \beta) &= \sin \alpha \cos \beta + \sin \beta \cos \alpha; \\ \sin(\alpha - \beta) &= \sin \alpha \cos \beta - \sin \beta \cos \alpha; \\ A \cos x + B \sin x &= \sqrt{A^2 + B^2} \sin(x + \varphi); \\ \sin \varphi &= \frac{A}{\sqrt{A^2 + B^2}}, \end{aligned} \quad (2.36)$$

приведемо формулу реактивного струму третьої гармоніки (2.23) до загального вигляду. Для цього покладемо

$$I_{3MA} = \frac{P}{U^2} U_{3M}, \quad (2.37)$$

тоді

$$\begin{aligned}
i_{P3}(t) &= I_3 \sin(3\omega t + \psi_3^i) - I_{3MA} \sin(3\omega t + \psi_3^u) = \\
&= I_3 \sin 3\omega t \cos \psi_3^i + I_3 \sin \psi_3^i \cos 3\omega t - I_{3MA} \sin 3\omega t \cos \psi_3^u - I_{3MA} \sin \psi_3^u \cos 3\omega t =; \quad (2.38) \\
&= \sin 3\omega t (I_3 \cos \psi_3^i - I_{3MA} \cos \psi_3^u) + \cos 3\omega t (I_3 \sin \psi_3^i - I_{3MA} \sin \psi_3^u)
\end{aligned}$$

Позначимо:

$$A = I_3 \sin \psi_3^i - I_{3MA} \sin \psi_3^u, \quad B = I_3 \cos \psi_3^i - I_{3MA} \cos \psi_3^u, \quad (2.39)$$

отримаємо

$$i_{P3}(t) = A \cos 3\omega t + B \sin 3\omega t = \sqrt{A^2 + B^2} \sin(3\omega t + \varphi) = I_{3MP} \sin(3\omega t + \varphi), \quad (2.40)$$

$$\text{де } \varphi = \arcsin\left(\frac{A}{\sqrt{A^2 + B^2}}\right). \quad (2.41)$$

Розрахувавши струм компенсації АР ідеального ПР, визначимо реальний струм компенсації АР $i_{3\text{сум}}(t) = i_{PA\Phi}(t) + i_{P\Phi2}(t)$ для даної схеми

$$i_{3\text{сум}}(t) = i_{P3}(t) + i_{PC3}(t). \quad (2.42)$$

Підставимо вищенаведені вирази (2.30), (2.39) в формулу (2.40), маємо

$$i_{P3\text{сум}}(t) = i_{P3}(t) + i_{PC3}(t) = I_{3MP} \sin(3\omega t + \varphi) + I_{C3M} \sin(3\omega t + \psi_3^{uc}). \quad (2.43)$$

Використаємо тригонометричні співвідношення (2.29), тоді

$$\begin{aligned}
i_{P3\text{сум}}(t) &= I_{3MP} \sin(3\omega t + \varphi) + I_{C3M} \sin(3\omega t + \psi_3^{uc}) = \\
&= I_{3MP} \sin 3\omega t \cos \varphi + I_{3MP} \sin \varphi \cos 3\omega t + I_{C3M} \sin 3\omega t \cos \psi_3^{uc} - I_{C3M} \sin \psi_3^{uc} \cos 3\omega t =; \quad (2.44) \\
&= \sin 3\omega t (I_{3MP} \cos \varphi + I_{C3M} \cos \psi_3^{uc}) + \cos 3\omega t (I_{3MP} \sin \varphi + I_{C3M} \sin \psi_3^{uc})
\end{aligned}$$

Позначимо:

$$E = I_{3MP} \sin \varphi + I_{C3M} \sin \psi_3^{uc}; \quad D = I_{3MP} \cos \varphi + I_{C3M} \cos \psi_3^{uc}. \quad (2.45)$$

Згідно з формулами (2.37)

$$i_{P3\text{сум}}(t) = E \cos 3\omega t + D \sin 3\omega t = \sqrt{E^2 + D^2} \sin(3\omega t + \psi) = I_{P3\text{сум}} \sin(3\omega t + \psi), \quad (2.46)$$

$$\text{де } \psi = \arcsin\left(\frac{E}{\sqrt{E^2 + D^2}}\right). \quad (2.47)$$

Знайдемо діюче значення реактивного струму, що генерується пасивною частиною фільтра,

$$I_{PC3} = \frac{3\omega CU_{3m}}{\sqrt{2}} \approx 0,707 \cdot 3\omega CU_{3m}, \quad (2.48)$$

а також діюче значення реактивного струму третьої гармоніки

$$I_3 = \frac{I_{3m}}{\sqrt{2}} \approx 0,707 \cdot I_{3m} . \quad (2.49)$$

Знайдемо сумарне значення цих величин

$$I_{3\text{сум}} = \frac{I_{\text{Р3сумМ}}}{\sqrt{2}} \approx 0,707 \cdot I_{\text{Р3сумМ}} . \quad (2.50)$$

Для аналізу стабільності роботи ЛЕС використаємо співвідношення цих величин, причому у даному випадку їх значення співпадають:

$$\frac{I_{3\text{сум}}}{I_3} = \frac{I_{\text{Р3сумМ}}}{I_{3m}} . \quad (2.51)$$

Простежимо з формул ці залежності:

$$\frac{I_{3\text{сум}}}{I_3} = \frac{I_{\text{Р3сумМ}}}{I_{3m}} = \frac{\sqrt{\left(I_{3\text{МР}} \sin \varphi + I_{\text{С3М}} \sin \psi_3^{uc}\right)^2 + \left(I_{3\text{МР}} \cos \varphi + I_{\text{С3М}} \cos \psi_3^{uc}\right)^2}}{\sqrt{\left(I_3 \sin \psi_3^i - I_{3\text{МА}} \sin \psi_3^u\right)^2 + \left(I_3 \cos \psi_3^i - I_{3\text{МА}} \cos \psi_3^u\right)^2}}$$

$$\frac{i_{3\text{сум}}(t)}{i_{\text{Р3}}(t)} = \frac{I_{\text{Р3сумМ}} \sin(3\omega t + \psi)}{I_{3\text{МР}} \sin(3\omega t + \varphi)}$$

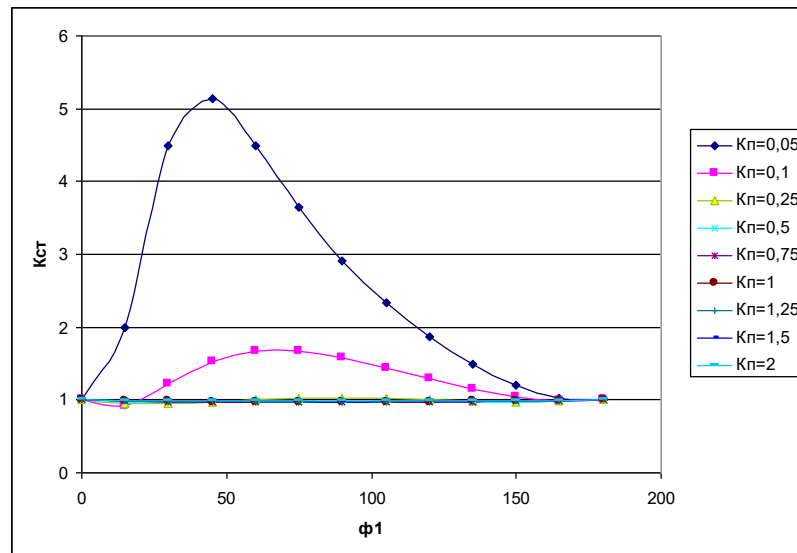
Величини $I_{3\text{МР}}, \varphi, I_{3\text{МА}}, I_{\text{С3М}}, \psi$ залежать від кута φ_1 , що напряду залежить від початкового кута фази ψ_1^i струму I_1 —. Тому можна зробити висновок, що ця величина має найбільший вплив на струм компенсації АР. Проаналізуємо межі стабільності роботи ПР на основі залежностей отриманого співвідношення $\frac{I_{3\text{сум}}}{I_3}$ від зміни кута ψ_1^i .

Побудуємо графіки залежності $K_{\text{ст}} = \frac{I_{\text{АФ}}}{I_3}$ при

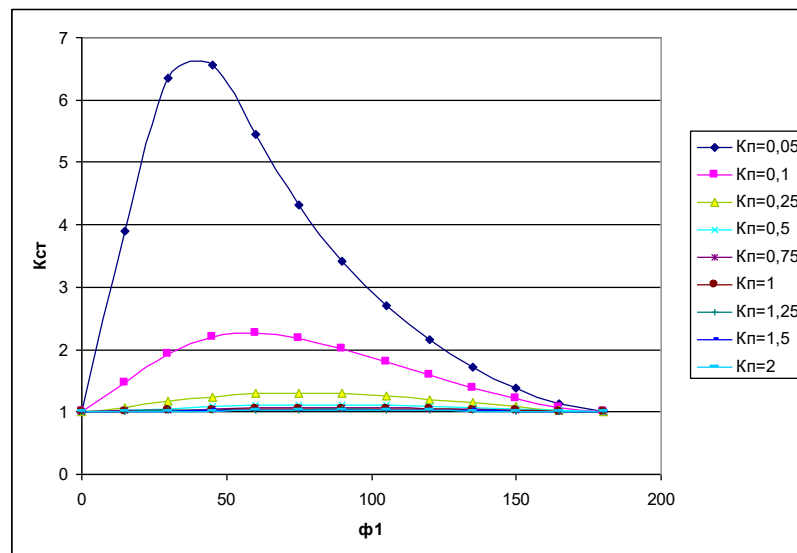
$K_{\text{П(і)}} = 0.05, 0.1, 0.25, 0.5, 0.75, 1, 1.25, 1.5, 2$, $\psi_3^i = 0^\circ, 10^\circ, 20^\circ, 30^\circ, 40^\circ, 50^\circ, 60^\circ, 70^\circ, 80^\circ, 90^\circ, 100^\circ, 110^\circ, 120^\circ, 130^\circ, 140^\circ, 150^\circ, 160^\circ, 170^\circ, 180^\circ$ (рис. 2.14), де

$K_{\text{П(і)}} = \frac{I_3}{I_1}$ — коефіцієнт пульсації за струмом.

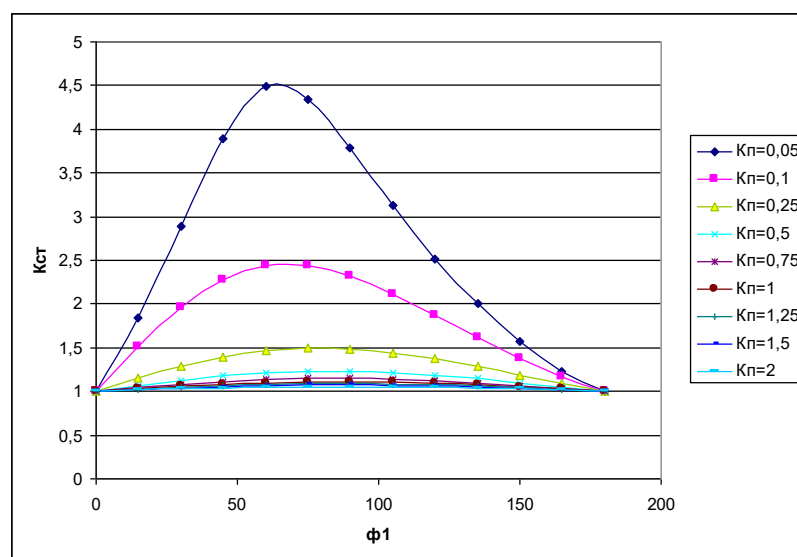
Аналогічно проведемо побудову залежностей $K_{\text{ст}}$ від зміни параметрів навантаження при різних значеннях коефіцієнтів пульсації за струмом та напругою (додаток А).



a



b



c

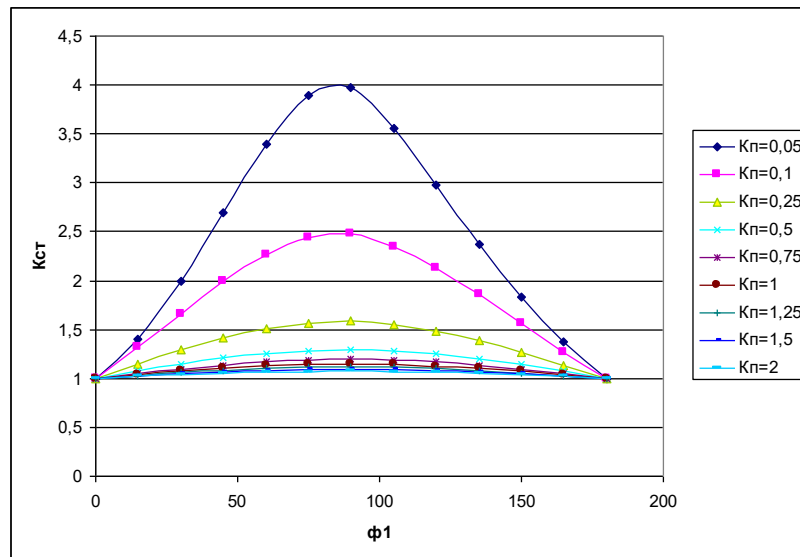


Рисунок 2.14 – Залежності $K_{ст}$ від зміни кута ϕ_1

Проаналізувавши наведені на рисунку 2.14 та у додатку А сімейства залежностей, можемо зробити висновок:

1) При збільшенні значень коефіцієнтів пульсації (збільшення частки вищих гармонічних складових) та зміні характеру навантаження, котре представлено значеннями ϕ_1 та ψ_3^i стабільність системи буде порушуватися (при перевищенні значення $K_{ст} = 1$).

2) При значеннях $K_{ст} \in (1, 2)$ робота системи буде стабільною, проте параметри режимів можуть не задовольняти існуючим вимогам до режимів в електротехнічних системах, а при значеннях $K_{ст} > 2$ робота системи буде нестабільною при найменшій зміні характеру навантаження (C, LC, L).

Аналіз отриманих залежностей дозволить виділити допустимі стабільні режими функціонування ЛЕС з КП.

Висновки.

1. На основі проведеного аналізу енергетичних процесів у ЛЕС визначено, що розрахунок реактивної потужності за Фризе з її подальшою декомпозицією на лінійну та нелінійну частини є оптимальним при оцінюванні енергетичних процесів у ЛЕС з РГ тому, що на відміну від інших існуючих визначень реактивної потужності даний метод дає змогу врахувати змінну структуру в ЛЕС залежно від режимів генерації та споживання електроенергії.

2. Спростивши загальний вираз обчислення лінійної та нелінійної складових реактивної потужності за Фризе залежно до зміни структури ЛЕС з РГ отримано спрощені аналітичні вирази, котрі дають змогу для окремих типів структури ЛЕС визначити значення реактивної потужності за Фризе; з відсутністю втрати точності та більш коротким проміжком часу розрахунку знехтувавши відсутніми розрахунковими параметрами ЛЕС, зумовленими її структурою.

3. Враховуючи додаткові втрати у трифазних системах зумовлені несиметричними режимами трифазних генераторів та споживачів, запропоновано аналітичні вирази для розрахунку реактивної потужності за Фризе для трифазної системи, що дають змогу підвищити точність оцінювання енергетичних процесів у трифазних ЛЕС з РГ.

4. На основі аналізу енергетичних процесів у ЛЕС з КП отримано залежності співвідношення реактивних струмів ЛЕС та струмів компенсації КП від зміни параметрів навантажень, граничні значення струмів КП можуть використовуватися для оцінювання стабільності в ЛЕС.

РОЗДІЛ 3

ОСОБЛИВОСТІ ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ У ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМАХ

3.1 Особливості оцінювання стабільності локальної системи з коригуючими пристроями

Для визначення стабільних режимів функціонування ЛЕС з КП при зміні параметрів навантаження від суто індуктивного до ємнісного та враховуючи наявність вищих гармонічних складових, проведено аналіз залежностей реактивних струмів у ЛЕС для всіх схем коригуючих пристроїв, наведених у розділі 2.3 (рис. 2.14, Додаток А), можна виділити узагальнені режими функціонування ЛЕС стосовно до значень розрахункового показника $K_{ст}$ зображені на рис. 3.1.

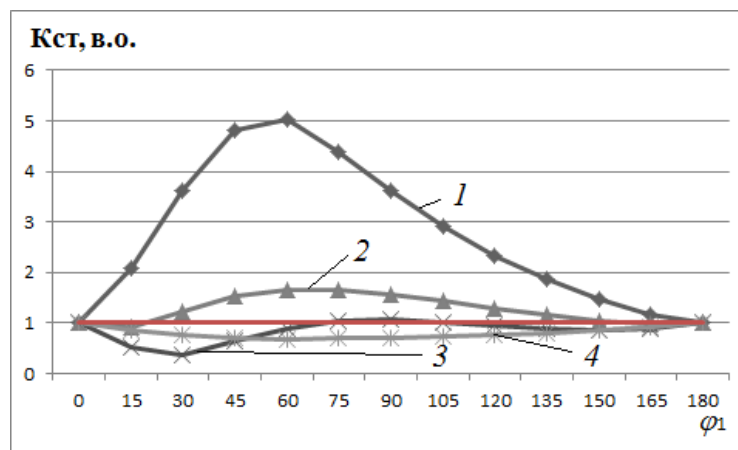


Рис. 3.1 – режими роботи ЛЕС: 1 – нестабільний; 2, 3 – відн. стабільності; 4 – стабільний

З наведених узагальнених залежностей можна зробити висновки, що режими а, в – відносної стабільності; режим б – нестабільний; режим г – стабільний.

Також дані залежності були проаналізовані за максимальним, середнім та мінімальним значеннями показника $K_{ст}$, результати занесені в таблиці 3.1. та 3.2.

Таблиця 3.1 – Фактичні значення $K_{ст}$ для наведених табличних даних

$\phi_3=15^\circ$, $\phi_1=0...180^\circ$	$K_{п i var}$			$K_{п i const}$		
	$K_{стmin}$	$K_{стmax}$	$K_{стср}$	$K_{стmin}$	$K_{стmax}$	$K_{стср}$
$K_{п uvar}$	0,99446	8,96467	3,34354	0,77487	8,96467	1,90985
$K_{п uconst}$	0,91277	5,14584	1,18464	0,98325	1	0,98987

Таблиця 3.2 – Відхилення $K_{ст}$ від 1 (границі стабільності) згідно табл. 3.1

$\phi_3=15^\circ$, $\phi_1=0...180^\circ$	$K_{п i var}$			$K_{п i const}$		
	$K_{стmin}$	$K_{стmax}$	$K_{стср}$	$K_{стmin}$	$K_{стmax}$	$K_{стср}$
$K_{п uvar}$	0,55%	-796,47%	-234,35%	22,51%	-796,47%	-90,99%
$K_{п uconst}$	8,72%	-414,58%	-18,46%	1,68%	0,00%	1,01%

Для більш детального аналізу отримаємо залежності, що дають змогу визначити зони стабільності ЛЕС при зміні кута ϕ_1 у межах $[0;180]$ та зміні параметрів третьої гармоніки напруги, а саме при зміні кута ψ_3'' у межах $[0;180]$ (див. рис. 3.2).

Отримані залежності дають змогу більш точно виділити зони стабільності роботи окремих елементів ЛЕС залежно від зміни багатьох параметрів. Таким чином, перерізи, показані на рис. 4.7б,в, дають змогу визначити дві основні зони аналізу: при зміні величини кута ϕ_1 у межах $[0;15]$ та в межах $[15;180]$. Окрім того, зробивши перерізи по осі кута ϕ_1 зони $[0;15]$, можна також виділити зони відносної стабільності при різних значеннях параметра ϕ_3 .

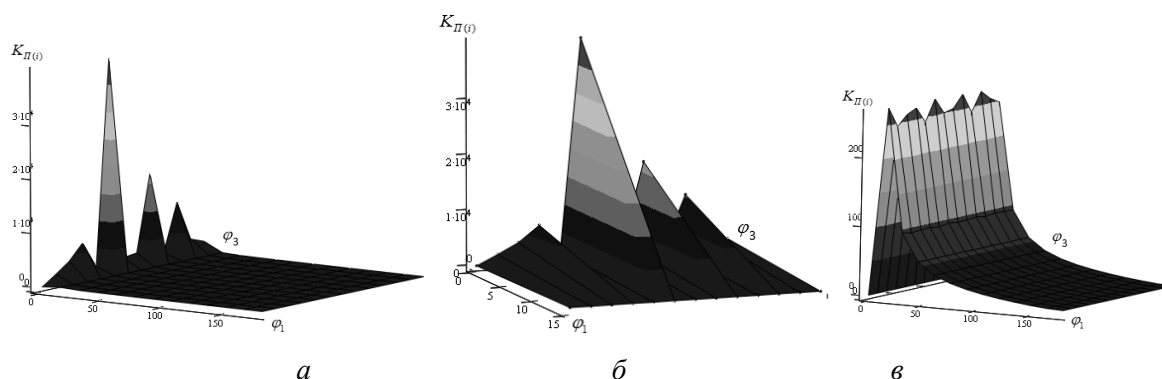


Рис. 3.2 – Спроможність КП компенсувати величину реактивного струму в мережі при зміні декількох параметрів вхідного сигналу

Для визначення основних чинників, що впливають на значення реактивних струмів, проведемо аналіз чутливості сумарного струму КП в системі до зміни величини вищих гармонік струму а також параметрів навантаження за наступною формулою (див. Розділ 1.4):

$$S_{I_{(3)m}}^{I_{\Sigma p3\Gamma\Phi}} = \frac{I_{\Sigma p3\Gamma\Phi}(I_{(1)m}, I_{(3)m} + \Delta I_{(3)m}, \varphi_1, \varphi_3, U_{(1)m}, U_{(3)m}) - I_{\Sigma p\Gamma\Phi}(I_{(1)m}, I_{(3)m}, \varphi_1, \varphi_3, U_{(1)m}, U_{(3)m})}{\Delta I_{(3)m}}$$

Оскільки для аналізу стабільності роботи ЛЕС використовуємо показник K_{CT} , котрий являє собою співвідношення величин з виразу (3.1), – проаналізуємо величини, що впливають на дане співвідношення:

$$K_{CT} = \frac{I_{3\text{сум}}}{I_3} = \frac{I_{P3\text{сумМ}}}{I_{3m}} \quad (3.1)$$

1) на величину $I_{3\text{сум}}$ впливають: $I_1, U_1, I_3, U_3, \psi_3^u, \psi_3^i, \psi_1^i$

2) на величину $P = U_1 I_1 \cos \varphi_1 + U_3 I_3 \cos \varphi_3$ впливають $U_1, I_1, \varphi_1, U_3, I_3, \varphi_3$

3) на величину $Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1$ впливають U_1, I_1, φ_1

Величина $i_{A3}(t) = \frac{P}{U^2} u_3(t) = \frac{U_1 I_1 \cos \varphi_1 + U_3 I_3 \cos \varphi_3}{U_1^2 + U_3^2} U_3 \sin(3\omega t + \psi_3^u)$ залежить від

$U_1, I_1, \varphi_1, U_3, I_3, \varphi_3$;

Величина $i_{P3}(t) = i_3(t) - i_{A3}(t) = I_3 \sin(3\omega t + \psi_3^i) - i_{A3}(t)$ залежить від

$U_1, I_1, \varphi_1, U_3, I_3, \varphi_3$;

Величина $i_{3\text{сум}}(t) = i_{P3}(t) + i_{PC3}(t)$ залежить від $U_1, I_1, \varphi_1, U_3, I_3, \varphi_3$, причому амплітуда залежить від $I_1, U_1, I_3, U_3, \psi_3^u, \psi_3^i, \psi_1^i, \psi_3^{uc}$, і фаза відповідно від $I_1, U_1, I_3, U_3, \psi_3^u, \psi_3^i, \psi_1^i, \psi_3^{uc}$;

Величина $i_{P, \Pi\Phi 2}(t)$ залежить від $K_{p(u)} = \frac{U_3}{U_1}$, $I_1, \varphi_1, \psi_1^{uc}$;

Отриману залежність зобразимо на рисунку 3.3. Дослідивши отриману залежність (рис.3.3) можемо зробити висновок, що значення повної потужності в ЛЕС чутливе до зміни амплітудних значень струмів вищих гармонік.

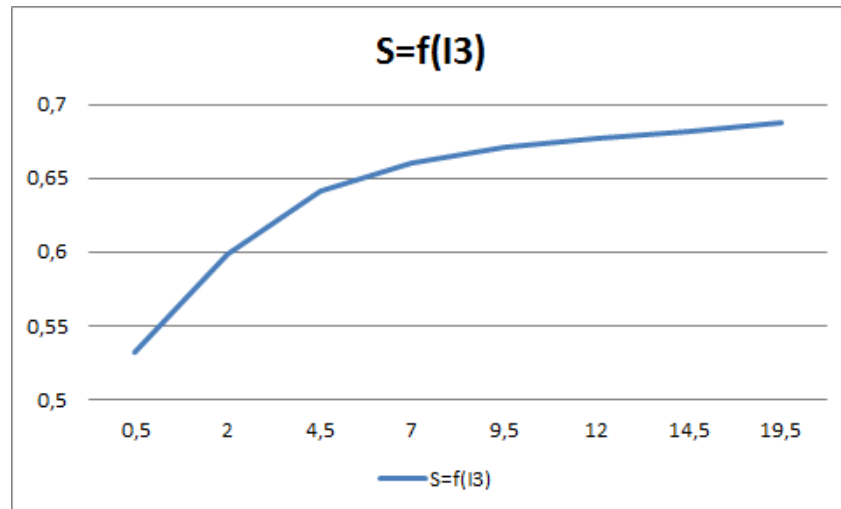


Рис. 3.3. – Чутливість сумарного реактивного струму в перетині ЛЕС до зміни реактивного струму по третій гармоніці

Аналогічно проведемо розрахунок для визначення впливу зміни параметрів навантаження на сумарний реактивний струм в ЛЕС, а результати зобразимо на рис. 3.4.

$$S_{\varphi_3}^{I_{\Sigma p\Gamma\Phi}} = \frac{I_{\Sigma p\Gamma\Phi}(I_{(1)m}, I_{(3)m}, \varphi_1, \varphi_3 + \Delta\varphi_3, U_{(1)m}, U_{(3)m}) - I_{\Sigma p\Gamma\Phi}(I_{(1)m}, I_{(3)m}, \varphi_1, \varphi_3, U_{(1)m}, U_{(3)m})}{\varphi_3}$$

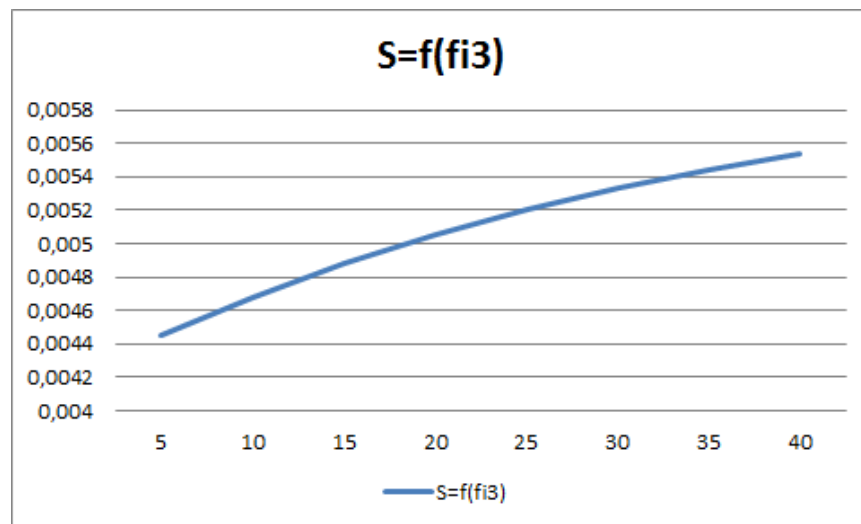


Рис. 3.4. – Чутливість сумарного реактивного струму в перетині ЛЕС до зміни параметрів навантаження по третій гармоніці

Дослідивши отриману залежність (рис.3.4), можемо зробити висновок, що значення повної потужності в ЛЕС також чутливе до зміни параметрів навантажень.

Також проаналізуємо чутливість зміни активної та реактивної потужності в описаній системі від зміни амплітудних значень напруги та струму першої та вищих гармонік при зміні параметрів навантаження (Додаток Б).

Отримані залежності свідчать про наявність досить великої кількості факторів, котрі впливають на параметри енергетичних в ЛЕС (I_{3m} , ψ_3 , параметри та характер навантаження і т.п.) та факторів, котрі не впливають на параметри енергетичних в ЛЕС. Це підтверджує складність аналізу електромагнітних процесів у ЛЕС, що зумовлена структурою генерації з використанням джерел РГ на основі НВДЕ та електроспоживання (різноманітність електротехнічних установок), визначає необхідність більш якісної та багатоаспектної оцінки процесів. Якість електропостачання в ЛЕС доцільно оцінювати інтегральним показником з урахуванням стабільності, надійності функціонування, а також якості електричної енергії.

Співставний аналіз протікання енергетичних процесів у ЛЕС з нелінійними нестационарними елементами (зокрема, автономних, децентралізованих та розподілених системах) при зміні їх параметрів та режимів роботи потребує у багатьох випадках введення поняття «якість енергетичних процесів» [4, 5]. Під цим поняттям надалі будемо розуміти відповідність енергетичних процесів сформульованому переліку вимог.

При аналізі якості енергетичних процесів у таких системах полігармонійність функцій $p(t)$, $u(t)$, $i(t)$ зумовлює необхідність застосування нових енергетичних характеристик, які мають свої особливості та можливі сфери застосування, а також відповідні форми їх графічного (просторового) відображення та співставлення.

Задачі аналізу та оптимізації енергетичних процесів потребують розробки адекватних моделей і, як наслідок, формування системи енергетичних характеристик, які б найбільш повно давали можливість оцінити всі виділені

аспекти (сторони) протікання енергетичних процесів [2]. Оцінка енергетичних процесів у виділених системах, на відміну від аналізу електромагнітних процесів, який базується на аналізі форми кривих $u(t)$ та $i(t)$, передбачає аналіз енергетичних властивостей функції миттєвої потужності $p(t)$ та її складових (надалі для узагальнення позначимо ці функції $x(t)$). Для визначення елементів множини енергетичних характеристик $G_e = \{g_1, g_2, \dots, g_{g,j}, \dots, g_{ng}\}$ введемо множину функціональних перетворень $F_G = \{F_{g,1}, \dots, F_{g,j}, \dots, F_{g,ng}\}$ до функції $x(t)$. Тоді має місце співвідношення

$$F_G(x(t)) = G_e \quad (3.2)$$

Кожне перетворення $F_{g,j}$, $j = 1, \dots, n_g$, в (3.2) виділяє на множині $\{x(t)\}$ відповідний клас еквівалентності [2].

У загальному випадку метою введення перетворення $F_{g,j}$, $j = 1, \dots, n$, є не відновлення функції $x(t)$ в іншому просторі, а побудова відношення еквівалентності згідно з визначеними критеріями. Вибір функціоналів $F_{g,j}$, $j = 1, \dots, n_g$, зумовлюється вибором необхідної форми математичної чи фізичної інтерпретації енергетичних процесів. Зауважимо, що множина G_e може включати різномірні елементи, що визначаються за різних вихідних передумов, функціональні перетворення $F_{g,j}$, $j = 1, \dots, n_g$ не є однотипними. Можливе існування зв'язків між окремими елементами, один елемент цієї множини для конкретного типу енергетичних процесів може бути більш інформаційним, ніж інший.

При розробці додаткових характеристик найпростішим шляхом є перенесення гармонічного підходу, ефективного при аналізі функцій $u(t)$, $i(t)$, на розгляд енергетичних процесів. Одним із шляхів побудови співвідношень для характеристики енергетичних процесів у виділених системах є використання спектрів сигналів. Якщо $\{j_i, i = 1, \dots, n_j\}$ – повна ортонормована система функцій в $L_2(T)$, то сигнал $x(t)$ можемо єдиним способом представити у вигляді

$$x(t) \approx x^*(t) = \sum_{i=1}^{n\varphi} \alpha_i \varphi_i(t), \quad n\varphi \in N, \quad t \in T, \quad (3.3)$$

де $\|a_1, a_2, \dots, a_{n_j}\|$ – вектор-рядок дійсних чисел.

Відображення сигналів узагальненим рядом Фур'є (3.3) дає змогу отримати мінімум похибки апроксимації сигналів, характеризувати сигнал зліченою системою коефіцієнтів узагальненого ряду. При цьому енергія сигналів визначається лише через суму енергій усіх складових розкладу (рівняння Парсеваля). Похибку представлення (2) $x = \|x(t) - x^*(t)\|$ згідно з теоремою Рісса-Фішера можна звести до довільно малої величини при відповідному зростанні n_j . Важливою задачею тут є вибір базису $\{j_i, i = 1, \dots, n_j\}$, для якого величина n_j мінімальна при заданих вихідних даних.

На основі елементів a_1, a_2, \dots, a_{n_j} при умові $x(t) \circ p(t)$ та виборі базовими синусоїдальних функцій формується низка відомих співвідношень, які дозволяють проаналізувати характер протікання енергетичних процесів у окремих випадках [2, 3]. Але вони не дають змоги зробити загальні висновки про форму сигналу на періоді T роботи системи при необхідності врахувати несинусоїдальність сигналів $u(t)$ та $i(t)$. При спотвореннях форм сигналів для оцінки енергетичних процесів за кривою миттєвої потужності $p(t)$ необхідно визначити складові потоків, їх співвідношення, інтенсивність зміни енергетичних характеристик тощо при довільній формі кривих напруги та струму.

Інший підхід до побудови елементів множини G_e може ґрунтуватись на операціях інтегрування $I\{\dots\}$ та диференціювання $D\{\dots\}$ від 1-го до n_g -го порядку включно. Необхідно враховувати, що для досягнення найбільшої інформаційності енергетичні характеристики не мають бути лінійно залежними, що й забезпечується використанням операцій інтегрування $I\{\dots\}$ та диференціювання $D\{\dots\}$ в області L_2 .

На мій погляд, перспективним може бути суміщення двох наведених підходів. Наприклад, при побудові множини G_e потужністю n_g , перші n_{g1}

характеристики формуються згідно з (1), а $n_{g2} = n_g - n_{g1}$ характеристик – з використанням операцій диференціювання $D\{\dots\}$ та/чи інтегрування $I\{\dots\}$.

Викладене вище покажемо на прикладі бітиристорного регулятора з R -навантаженням. Для цієї схеми при $U = 100$ В; $R = 1$ Ом та зміні кута регулювання вентиля α в межах від 0 до $\pi/2$. Розрахуємо активну P та реактивну потужність Q_Φ як функції від кута регулювання вентиля α (відповідно криві 1 та 2 на рис. 3.5 а). Додаткові характеристики можна ввести, побудувавши залежності $dP/d\alpha$, $dQ_\Phi/d\alpha$ (відповідно криві 1 та 2 на рис. 3.5 б) чи $dP/dQ_\Phi(\alpha)$ (див. рис. 3.5 в).

Важливою складовою аналізу якості енергетичних процесів також є розробка процедур візуалізації енергетичних процесів у просторових образах [1–3, 5–8].

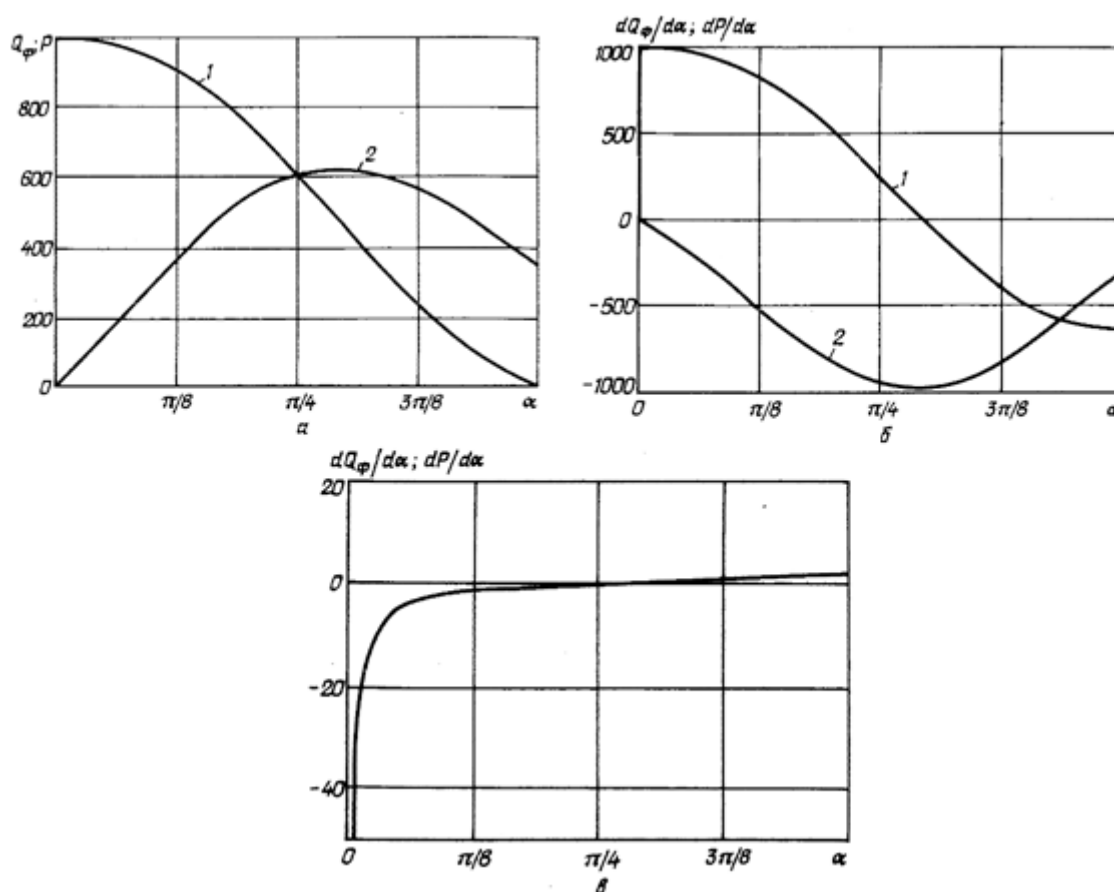


Рис. 3.5 – Характеристики оцінювання енергетичних процесів в ЛЕС

Аналіз якості вимагає здійснювати оцінку складних процесів, вироблення і прийняття рішень при одночасному розгляді декількох параметрів, різних за

своєю суттю, розмірністю, шкалою виміру властивостей, іноді в умовах суперечливості та невизначеності відносин між параметрами, у випадку неспівмірності кількісних та якісних показників.

Для вирішення задач візуалізації інформації доцільно використовувати графічні моделі, які інтерпретують складні об'єкти, процеси та явища за допомогою абстрактних образів [1,7]. Можна виділити три аспекти застосування таких графічних моделей:

- образ-розв'язок – графічний образ призводить до вирішення задачі або розуміння ситуації;
- розв'язок-образ – рішення, отримане за допомогою комп'ютера, відображається у вигляді деякого образу;
- образ-задача – графічне відображення образу, з якого користувач може сформулювати задачу.

Вихідні дані для побудови графічних образів можуть вводитись в обчислювальне середовище за допомогою спеціальних датчиків, користувачем або генеруватися ЕОМ, а синтез графічного образу та його аналіз можуть здійснюватися (в інтерактивному режимі) за участі користувача. При поданні інформації щодо перебігу енергетичних процесів важливо враховувати принципи: лаконічність, узагальнення й уніфікацію, акцент на основних елементах, автономність, структурність, використання звичних асоціацій і стереотипів, строге співвіднесення композиційного рішення його функціональному призначенню, зміст відображуваної інформації.

Можуть бути запропоновані різні евристичні та алгоритмічні процедури згортки нескінченного ряду значень у просторовий графічний образ. Виділяють п'ять типів таких когнітивних образів: спіральну, лінійну динамічну, матричну, гармонічну та віялову динамічну ритмограми. Відоме одночасне відображення показників якості електроенергії (ПЯЕ) на одій круговій діаграмі, що дає змогу провести значення ПЯЕ згідно з ГОСТ 13109-97 за критеріями «Задовільно» чи «Незадовільно» [1–3, 5, 8].

Можна запропонувати спосіб відображення інформації з метою якісної оцінки значень ПЯЕ, яка є більш широкою, ніж «Задовільно» чи «Незадовільно» (див. рис. 3.6). На наведеній діаграмі Шумана встановлено, що:

- область (1) (на діаграмі – 0,3 відносних одиниць (в.о.)) – відповідає оцінці «Дуже добре»;
- область (2) (0,3 – 0,6 в.о.) – відповідає оцінці «Добре»;
- область (3) (0,6 – 1,0 в.о.) – відповідає оцінці «Нормально»;
- область (4) (1,0 – 1,2 в.о.) – відповідає оцінці «Погано».

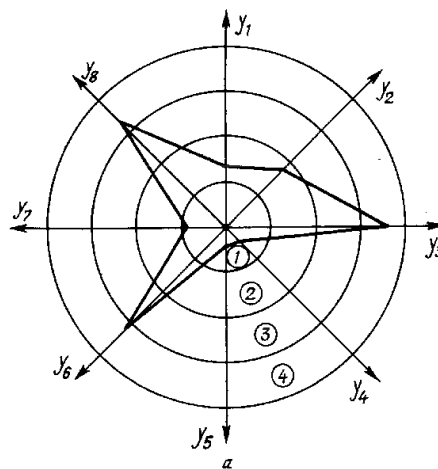


Рис. 3.6 – графічне відображення величин ПЯЕ в ЛЕС

За допомогою графічних моделей на одній діаграмі можна представити не тільки значення показників ПЯЕ, а й енергетичні характеристики або їхню комбінацію з ПЯЕ. Такі діаграми назвемо «енергетичним профілем» сигналу.

Розвитком запропонованої моделі візуалізації енергетичних характеристик, з одного боку, може бути відображення приростів функцій енергетичних процесів у рамках однієї діаграми, а також більш поглиблений просторовий аналіз характеристик енергетичних процесів у часі та при зміні окремих режимних параметрів системи.

3.2 Визначення вузлів порушення стабільності у локальних системах на основі оцінки обмінних процесів в їх перетинах

Оцінку взаємного впливу елементів розглянемо у вузлі ЛЕС з виділенням внеску елемента у спотворення електроенергії у вибраному вузлі та величини впливу спотворюючих факторів на електромагнітні процеси в елементі кола. Покладемо, що вплив елементів ЛЕС оцінюється поза залежністю від попередніх режимів роботи як кола в цілому, так і конкретних його елементів, а кількісні показники взаємного впливу визначаються сумою впливів для кожного з виділених факторів неякісності електроенергії. Загальний вплив у вузлі зумовлюється сумою впливів всіх елементів, що підключені до вузла.

Виділення внеску j -го елемента у спотворення електроенергії у вузлі ЛЕС розглянемо на прикладі використання запропонованої інтегральної моделі при оцінці спотворень відносно оптимального режиму згідно з критерієм мінімуму втрат електроенергії.

Алгоритм оцінки взаємного впливу характеризується такою послідовністю:

- 1) проведення аналізу електромагнітних процесів;
- 2) формування інтегральної моделі оцінки взаємного впливу;
- 3) розщеплення моделі кола на дві ортогональні складові;
- 4) розрахунок обмінних процесів (визначення величин $Q_{об1}$ та $Q_{об2}$) у розщепленій моделі на основі реактивної складової струму;
- 5) оцінка впливу j -го елемента схеми із співвідношення

$$K_{Q_{в,j}} = Q_{об,j} / Q_{обс}, \quad (3.11)$$

де $Q_{об,j}$ – обмінна потужність через перетин приєднання j -го елемента до кола;
 $n_{ЕУ}$ – кількість елементів кола, підключених до виділеного вузла;

$$Q_{обс} = \sum_{j=1}^{n_{ЕУ}} Q_{об,j}; \quad \sum_{j=1}^{n_{ЕУ}} K_{Q_{в,j}} = 1. \quad (3.12)$$

Зазначимо, що детальний розрахунок кількісних характеристик спотворення електроенергії j -м елементом у вузлі вимагає визначення режимів типу генерація чи споживання електроенергії цим елементом та формування фізично

обґрунтованого балансу складових електроенергії у вузлі кола. Для розрахунку кількісних характеристик впливу на j -й елемент кола потрібно здійснювати деталізацію складових втрат, обмінних процесів.

Як модель оберемо фрагмент ЛЕС, яка включає один генератор (індекс «Г») та навантаження (індекс «Н₁»). Для даної системи, розглянемо наступні варіанти функцій напруги та струму (таблиця 3.3):

Таблиця 3.3. – Розрахункові варіанти для моделі «Генератор – навантаження»

Варіант	Г	Н ₁
1	$u_1(t)$	$i_1(t)$
2	$u_1(t) + u_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$
3	$u_1(t) + u_5(t)$	$i_1(t) + i_5(t)$

Для оцінки ДВС обмінні процеси у вузлі для заданої діючої напруги генератора $u(t)$ розглянемо, опираючись на вирази наведені у розділі 1.3.

Кути ψ_1^i та ψ_3^i змінюються в діапазоні $0^\circ \div 360^\circ$ з кроком 12° .

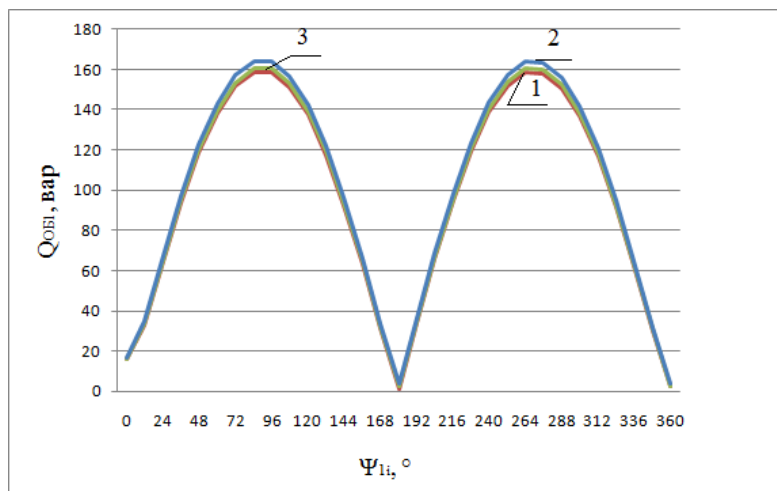
Аналіз взаємного впливу елементів базується на наступному алгоритмі:

1. Задаємося значеннями $U_{m1}, U_{m3}, U_{m5}, I_{m1}, I_{m3}, I_{m5}$.
2. Виділяємо реактивну складову струму за першою, вищою, сумарною гармоніками (формули 3.17 – 3.19).
3. Розраховуємо обмінну потужність за першою, вищою, сумарною гармоніками за формулами (3.1), (3.2), (3.4).

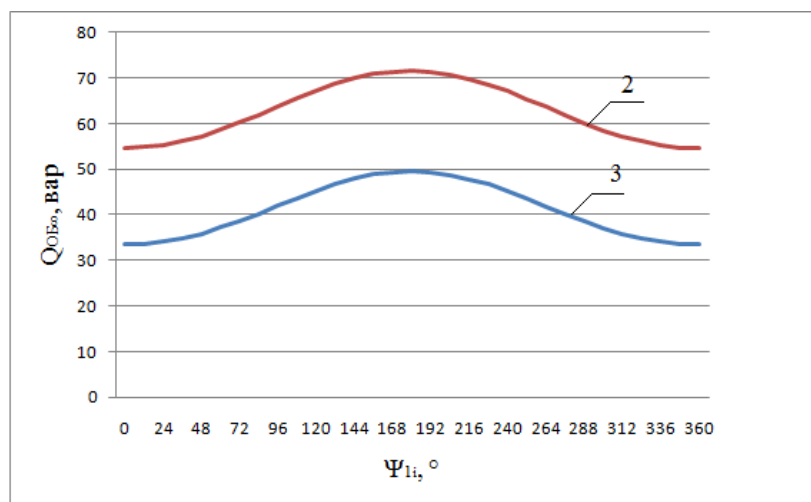
Розглянемо залежності $Q_{об}^i = f(\psi_1^i)$. Функціональні залежності $Q_{об}^i = f(\psi_1^i)$ зображені на рис. 3.7, крива 1 відповідає першому варіанту, 2 – другому, 3 – третьому.

Як видно з наведених графіків на рис. 3.7, найбільше значення $Q_{об}^i(\psi_1^i)$ притаманне другому варіанту, а найменше – першому. Залежності $Q_{об}^{1,\Sigma}(\psi_1^i)$ для усіх варіантів мають подібний характер: круто зростають при активно-індуктивному характері навантаження потім спадають при суто активному навантаженні і знову круто зростають при ємнісному характері навантаження. А функції $Q_{об}^\infty(\psi_1^i)$, які притаманні другому та третьому варіантам, мають дві

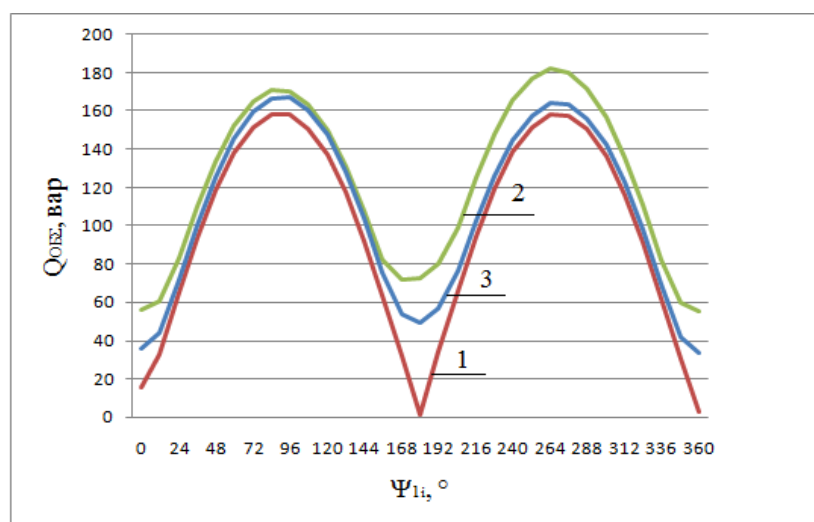
характерні ділянки: круто зростають при індуктивному характері навантаження, а потім круто спадають при ємнісному.



a



б

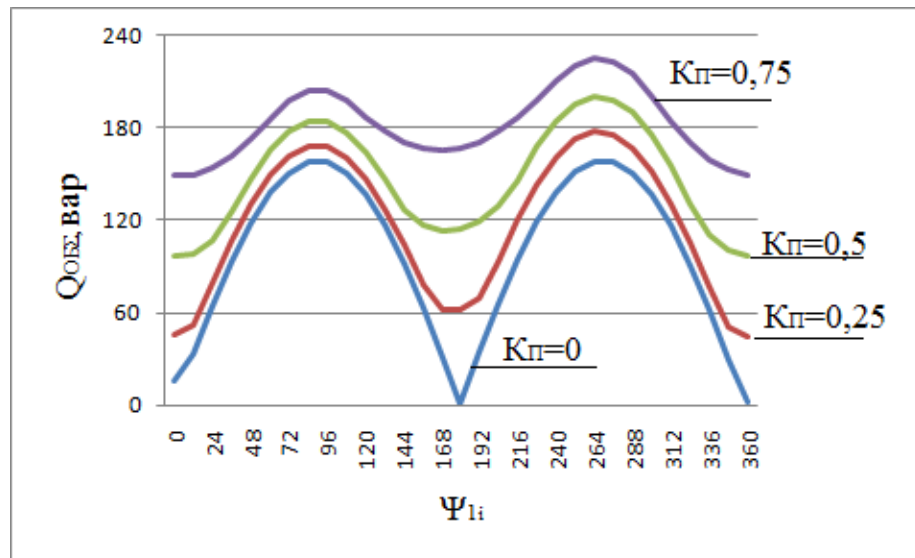


в

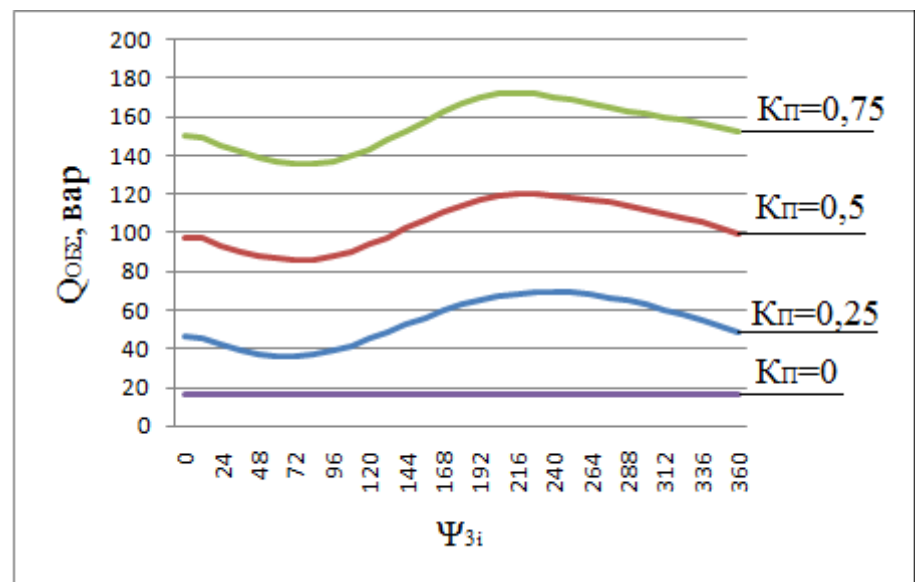
Рис. 3.7 – Функціональні залежності *a* - $Q_{OB}^1(\psi_1^i)$, *б* - $Q_{OB}^2(\psi_1^i)$, *в* - $Q_{OB}^\Sigma(\psi_1^i)$

В загальному випадку, якщо врахувати опір між генератором та навантаженням, то залежність Q_{OB}^i від цього опору матиме обернено пропорційний характер.

Розглянемо залежності $Q_{OB}^\Sigma(\psi_1^i, \psi_\infty^i)$ при різних значеннях коефіцієнту пульсації k_Π ($k_\Pi = \frac{I_{m00}}{I_{m1}}$). Названі залежності для другого варіанту наведені на рис. 3.8.



a

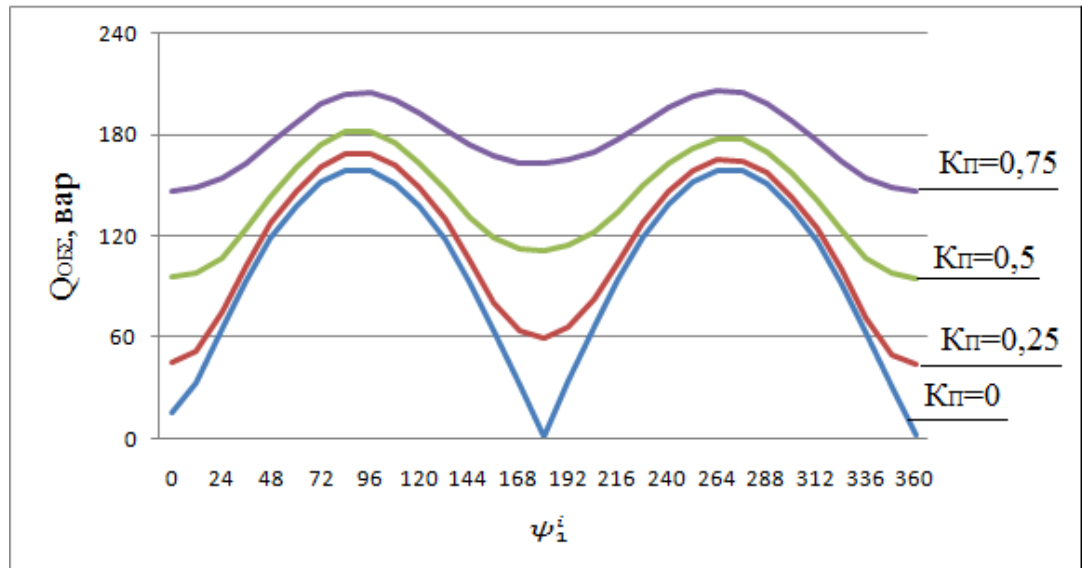


б

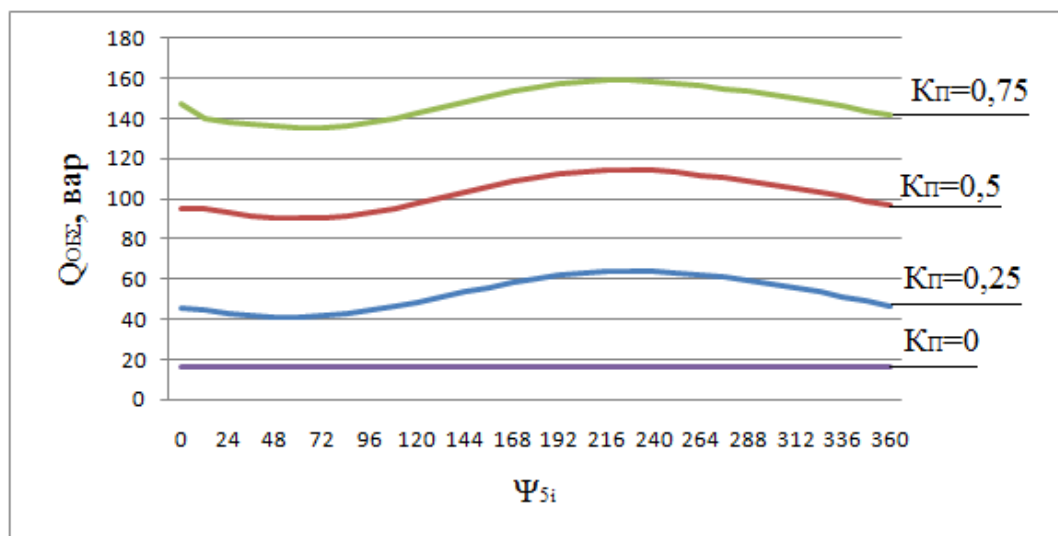
Рис. 3.8 – Функціональні залежності а - $Q_{OB}^\Sigma(\psi_1^i)$, б - $Q_{OB}^\Sigma(\psi_\infty^i)$ при різних значеннях коефіцієнту пульсації

Розглянемо залежності $Q_{OB}^{\Sigma}(\psi_1^i, \psi_{\infty}^i)$ при різних значеннях коефіцієнту пульсації k_{Π} ($k_{\Pi} = \frac{I_{m\infty}}{I_{m1}}$) для третього варіанту. Названі залежності наведені на рис.

3.9.



a



б

Рис. 3.9 – Функціональні залежності *a* - $Q_{OB}^{\Sigma}(\psi_1^i)$, *б* - $Q_{OB}^{\Sigma}(\psi_{\infty}^i)$ при різних значеннях коефіцієнту пульсації

На основі отриманих залежностей в загальному випадку можна виділити п'ять режимів роботи ЛЕС: синусоїдальний, квазісинусоїдальний, нелінійний, граничний, неприпустимий.

Діапазони зміни кутів Ψ_1^i і Ψ_∞^i при різних режимах роботи ЛЕС характеризують зміни характеру навантаження та наведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 - Діапазони зміни кутів Ψ_1^i і Ψ_∞^i при різних режимах роботи ЛЕС

Режим роботи ЛЕС	Межі зміни k_{Π} , %	Діапазон Ψ_1^i	Діапазон Ψ_∞^i
синусоїдальний	0÷5	-	-
квазісинусоїдальний	5÷20	12°÷160°, 196°÷348°	-
нелінійний	20÷75	-	-
граничний	75÷100	-	-
неприпустимий	>100	0°÷12°, 348°÷360°	0°÷360°

Отже, при зростанні значення коефіцієнту пульсації k_{Π} відбувається зростання величини $Q_{об}^i$, відповідно ЛЕС переходить у неприпустимий режим роботи. Це підтверджує також той факт, що на всьому діапазоні зміни кута Ψ_∞^i режим роботи ЛЕС є неприпустимим.

Аналіз обмінних процесів у фрагменті системи „Генератор – два навантаження”

Як модель оберемо фрагмент ЛЕС, який включає один генератор (індекс „Г”) та два паралельно з’єднані навантаження (індекс „Н₁” та „Н₂”). Даний фрагмент наведено на рис. 3.10.

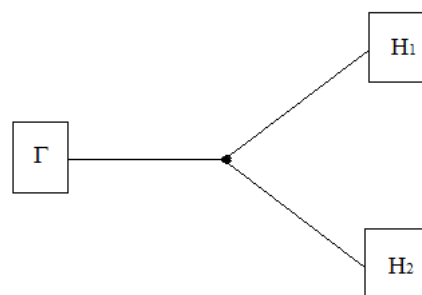


Рисунок 3.10 – Фрагмент ЛЕС

Типові схеми моделей ЛЕС для перерахованих вище варіантів зображені на рис. 3.11, *a – д*.

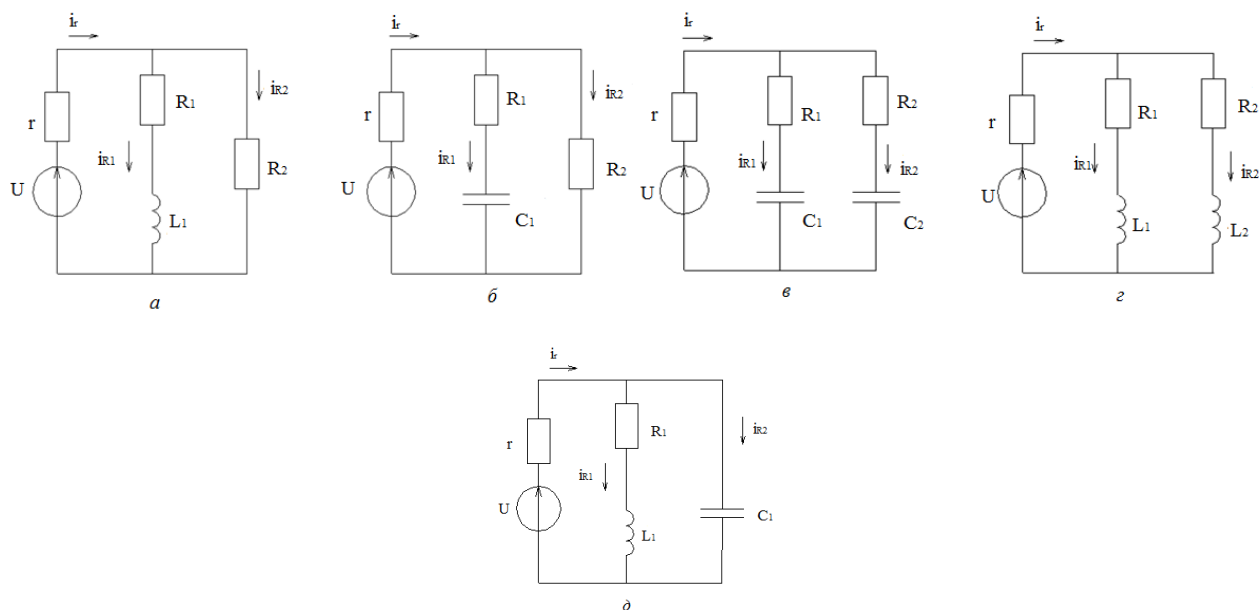


Рис. 3.11 – *a* – перший варіант, *б* – другий варіант, *в* – третій варіант, *г* – четвертий варіант, *д* – п'ятий варіант

Для наведеної на рис. 3.11 системи виділимо наступні варіанти миттєвих сигналів напруги $u(t)$ та струму $i(t)$, які зведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Розрахункові варіанти для системи «Генератор – два навантаження»

Варіант	Г	Н1	Н2
1	$u_1(t) + u_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$
2	$u_1(t) + u_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$
3	$u_1(t) + u_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$
4	$u_1(t) + u_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$
5	$u_1(t) + u_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$	$i_1(t) + i_3(t)$

Для оцінки ДВС обмінні процеси у вузлі для заданої діючої напруги генератора $u(t)$ розглянемо, використовуючи вирази (3.1) – (3.9).

Параметри елементів виділених типових ЛЕС для всіх варіантів змінюються наступним чином: R_1 змінюється від 1,05 до 16,05 Ом з кроком 0,5 Ом; R_2 варіюється від 20 до 95 Ом з кроком 2,5 Ом; L_1 та L_2 приймає значення від 1 до 16 Гн з кроком 0,5 Гн; C_1 та C_2 змінюється від 1 до 16 Ф; ψ_1^i та ψ_3^i варіюються від 0 до 360° з кроком 12°.

Також як критерії оцінки запропонуємо наступні коефіцієнти:

$$\Delta_1 = \frac{Q_{\text{ОБ}}^{(\Sigma)}}{Q_{\text{ОБ}}^{(1)}}; \quad (3.13)$$

$$\Delta_2 = \frac{Q_{\text{ОБ}}^{(j)}}{Q_{\text{ОБ}}^{(1)}}; \quad (3.14)$$

$$\Delta_3 = \frac{Q_{\text{ОБ}}^{(j)}}{Q_{\text{ОБ}}^{(\Sigma)}}; \quad (3.15)$$

$$\Delta_4 = \frac{Q_{\text{ОБ}}^{(1)} - 1}{Q_{\text{ОБ}}^{(1)}}; \quad (3.16)$$

$$\Delta_5 = \Delta_3 - \Delta_4; \quad (3.17)$$

Аналіз взаємного впливу елементів базується на наступному алгоритмі :

1. Визначення еквівалентного опору системи.
2. Знаходження максимальних значень струмів за першою, вищою гармоніками.
3. Виділення реактивної складової за першою, вищою, сумарною гармоніками.
4. Розрахунок обмінних потужностей за формулами (3.1) – (3.4).

Даний алгоритм розглянемо на прикладі сх. а, рис. 3.8.

1. Визначасмо еквівалентний опір системи:

$$z_{\text{ЭКВ}} = r + \frac{\sqrt{R_1^2 + w^2 L^2} \cdot R_2}{\sqrt{R_1^2 + w^2 L^2} + R_2}. \quad (3.18)$$

2. Знаходимо максимальні значення струмів за першою та третьою гармоніками $I_{rm1}, I_{rm3}, I_{R_1m1}, I_{R_2m1}$:

$$I_{rm1} = \frac{U_{m1}}{Z_{\Sigma K\delta}}; \quad (3.19)$$

$$I_{rm3} = \frac{U_{m3}}{Z_{\Sigma K\delta}}; \quad (3.20)$$

$$I_{R_1m1} = \frac{I_{rm1} \cdot R_2}{\sqrt{R_1^2 + w^2 L^2} + R_2}; \quad (3.21)$$

$$I_{R_1m3} = \frac{I_{rm3} \cdot R_2}{\sqrt{R_1^2 + w^2 L^2} + R_2}; \quad (3.22)$$

$$I_{R_2m1} = \frac{I_{rm1} \cdot \sqrt{R_1^2 + w^2 L^2}}{\sqrt{R_1^2 + w^2 L^2} + R_2}; \quad (3.23)$$

$$I_{R_2m3} = \frac{I_{rm3} \cdot \sqrt{R_1^2 + w^2 L^2}}{\sqrt{R_1^2 + w^2 L^2} + R_2}. \quad (3.24)$$

3. Виділимо реактивну складову струму за першою, вищою, сумарною гармоніками:

$$i_{p1}(t) = I_{m1} \cdot \sin(wt + \psi_1^i) - \frac{U_{m1} \cdot I_{m1} \cdot \cos \varphi_1 + U_{m3} \cdot I_{m3} \cdot \cos \varphi_3}{U_{m1}^2 + U_{m3}^2} \cdot U_{m1} \cdot \sin(wt); \quad (3.25)$$

$$i_{p3}(t) = I_{m3} \cdot \sin(3wt + \psi_3^i) - \frac{U_{m1} \cdot I_{m1} \cdot \cos \varphi_1 + U_{m3} \cdot I_{m3} \cdot \cos \varphi_3}{U_{m1}^2 + U_{m3}^2} \cdot U_{m3} \cdot \sin(3wt + \psi_3^u); \quad (3.26)$$

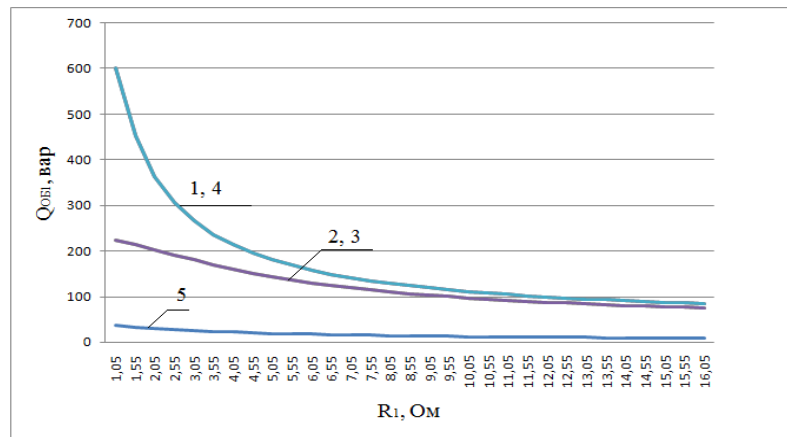
$$i_{p\Sigma}(t) = i_{p1}(t) + i_{p3}(t). \quad (3.27)$$

4. Розраховуємо обмінну потужність за першою, вищою, сумарною гармоніками за формулами (3.1), (3.2), (3.4), використовуючи, наприклад, пакет програм Mathcad.

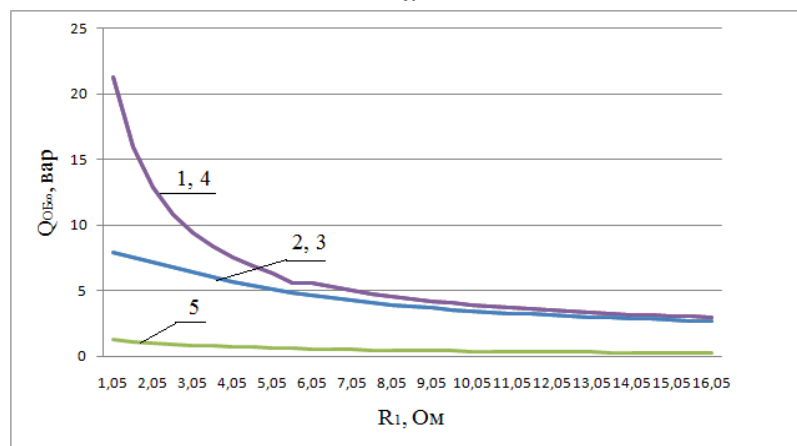
Розглянемо залежності $Q_{OB}^i = f(R_1)$. Графіки функцій $Q_{OB}^i = f(R_1)$ зображені на рис. 3.12, крива 1 відповідає першому варіанту, 2 – другому, 3 – третьому, 4 – четвертому, 5 – п'ятому.

Проаналізувавши отримані залежності, можна зробити висновок, що найбільші значення $Q_{OB}^i(R_1)$ притаманні першому та четвертому варіанту, а оскільки чисельні значення цих функцій збігаються, то можна стверджувати, що величина L_2 на обмінні процеси кількісно не впливає. Те ж саме можна

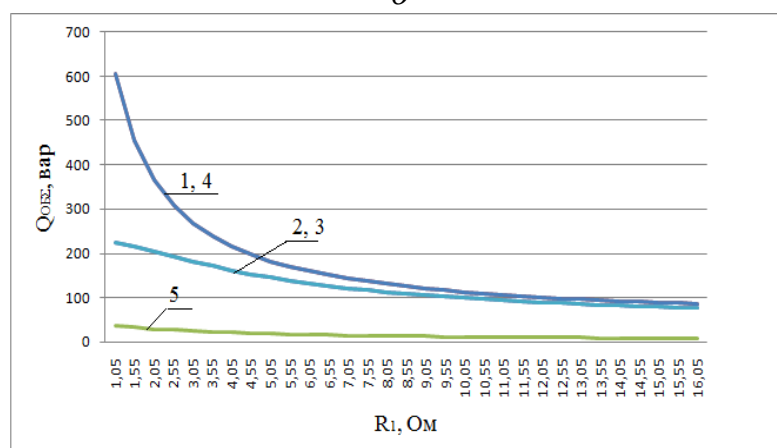
сказати і про C_2 . Найменше значення $Q_{OB}^i(R_1)$ відповідає п'ятому варіанту. Графіки залежності $Q_{OB}^i(R_1)$ для всіх варіантів носять обернено пропорційний характер.



a



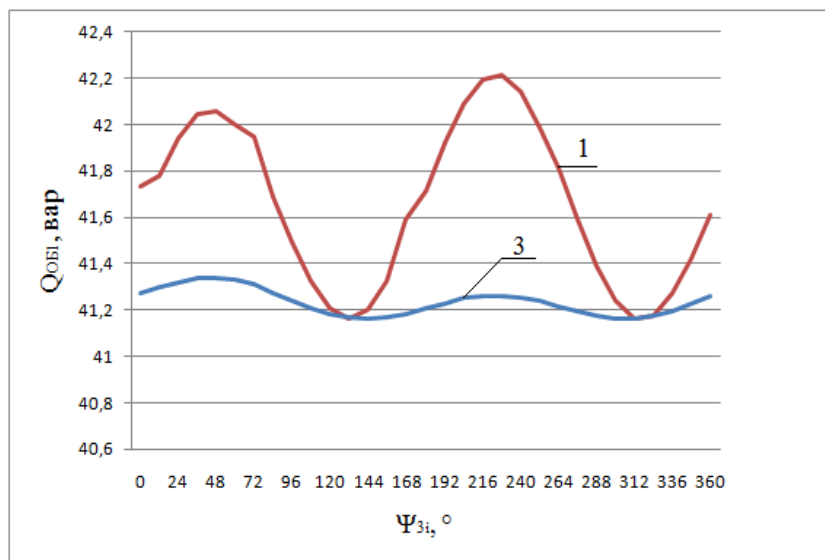
б



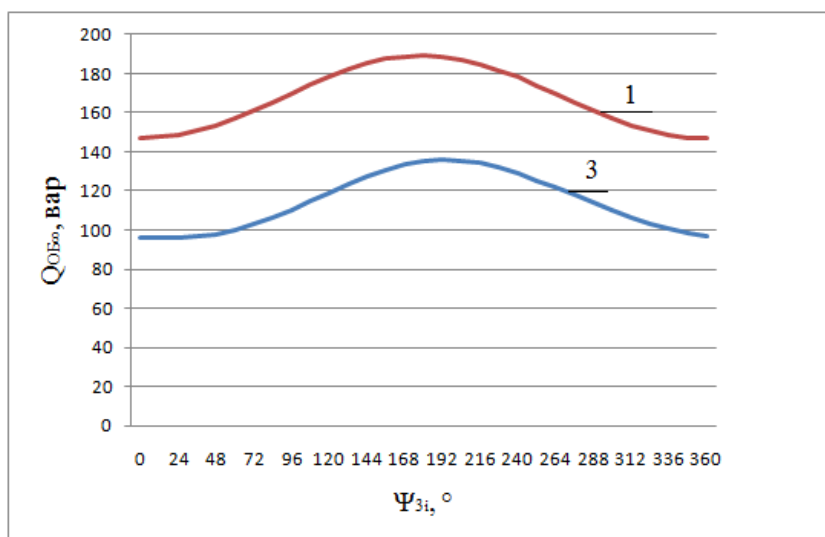
в

Рис. 3.12 – Функціональні залежності *a* - $Q_{OB}^i(R_1)$, *б* - $Q_{OB}^o(R_1)$, *в* - $Q_{OB}^Σ(R_1)$

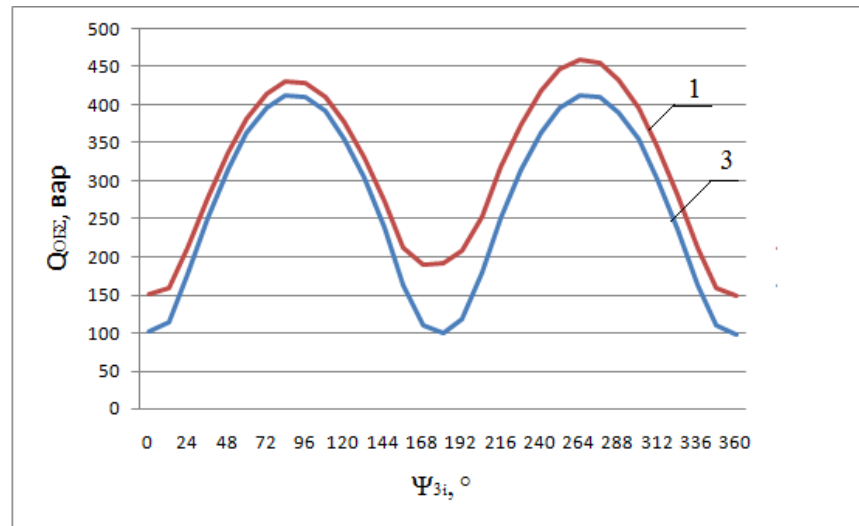
Проаналізуємо функції $Q_{OB}^i = f(\psi_3^i)$ для першого та третього варіантів.
Дані залежності наведені на рис. 3.13.



a



б



б

Рис. 3.13 – Функціональні залежності а - $Q_{OB}^l(\psi_3^i)$, б - $Q_{OB}^\infty(\psi_3^i)$, в - $Q_{OB}^\Sigma(\psi_3^i)$

Проаналізувавши вище наведені графіки, можна помітити, що функція $Q_{OB}^l(\psi_3^i)$ має складний характер на всьому діапазоні зміни кута ψ_3^i , а саме на інтервалі $0^\circ \div 60^\circ$ круто зростає, $132^\circ \div 150^\circ$ - круто спадає, $150^\circ \div 230^\circ$ знову круто зростає, на інтервалі $230^\circ \div 315^\circ$ спадає, а потім знову зростає. Слід також зазначити, що залежність $Q_{OB}^l(\psi_3^i)$ для третього варіанту є більш пологою, ніж для першого. Функція $Q_{OB}^\infty(\psi_3^i)$ має лише дві характерні ділянки: круто зростає на діапазоні $\psi_3^i = 180^\circ \div 195^\circ$, а потім круто спадає до $\psi_3^i = 360^\circ$. В свою чергу залежність $Q_{OB}^\Sigma(\psi_3^i)$ круто зростає до $\psi_1^i = 84^\circ$, потім круто спадає до $\psi_1^i = 180^\circ$, знову круто зростає до $\psi_1^i = 265^\circ$ і знову спадає до $\psi_1^i = 360^\circ$. Для усіх вище названих залежностей амплітудні значення для першого варіанту є більшими, ніж для третього.

Проаналізуємо функції $Q_{OB}^i = f(\psi_1^i)$ для третього варіанта. Дані залежності наведені на рис. 3.14.

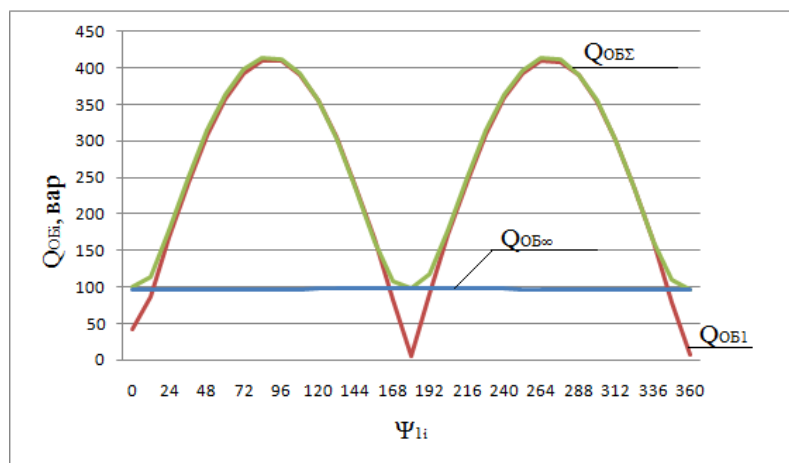


Рис. 3.14 – Функціональні залежності $Q_{OB}^i(\psi_1^i)$

Залежності $Q_{OB}^{1,\Sigma}(\psi_1^i)$ мають подібний характер: круто зростають до $\psi_1^i = 84^\circ$, потім круто спадають до $\psi_1^i = 180^\circ$, знову круто зростають до $\psi_1^i = 265^\circ$ і знову спадають до $\psi_1^i = 360^\circ$. А функція $Q_{OB}^\infty(\psi_1^i)$ в усьому діапазоні кута ψ_1^i є незмінною.

В загальному випадку, якщо врахувати опір між генератором та навантаженням, то залежність Q_{OB}^i від цього опору матиме обернено пропорційний характер.

Тепер розглянемо залежність $Q_{OB}^\Sigma(\psi_1^i)$ при різних значеннях коефіцієнту пульсації k_Π ($k_\Pi = \frac{I_{m00}}{I_{m1}}$). Дана залежність для третього варіанту наведена на рис. 3.15.

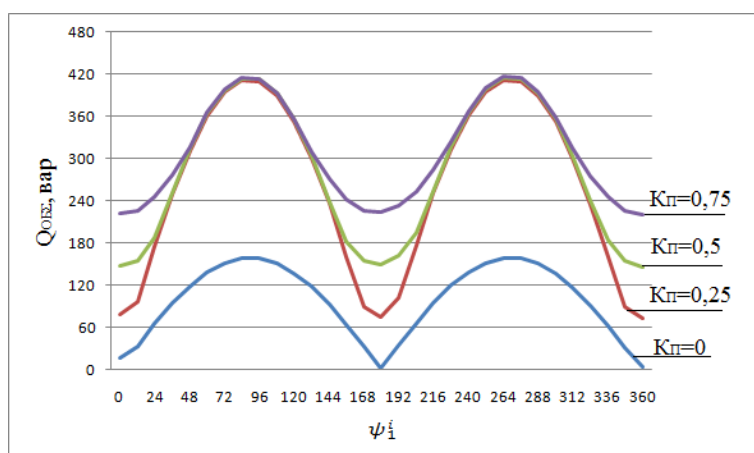


Рис. 3.15 – Функціональні залежності $Q_{OB}^\Sigma(\psi_1^i)$ при різних значеннях коефіцієнту пульсації

Аналізуючи наведені залежності $Q_{об}$ від зміни параметрів навантаження зроблено висновок, що при суто активному навантаженні та відсутності вищих гармонічних складових ($K_{п} = 0$) величина $Q_{об} = 0$, при зміні навантаження та появі вищих гармонік ($K_{п}$: 0,25; 0,5; 0,75) ця величина зростає (на 15% з пропорційним зростанням $K_{п}$), при чому свого піку вона сягає при активно-ємнісному характері навантаження (початкова фаза струму рівна $2\pi/3$). На основі наведених залежностей величини $Q_{об}$ виокремлено режими стабільної роботи ЛЕС (синусоїдний, квазісинусоїдний, нелінійний, граничний, неприпустимий).

Діапазони зміни кута ψ_1^i при різних режимах роботи ЛЕС наведені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 - Діапазони зміни кутів ψ_1^i при різних режимах роботи ЛЕС

Режим роботи ЛЕС	Межі зміни $k_{п}$, %	Діапазон ψ_1^i
синусоїдальний	0÷5	-
квазісинусоїдальний	5÷20	12°÷160°, 196°÷348°
нелінійний	20÷75	-
граничний	75÷100	-
неприпустимий	>100	0°÷12°, 348°÷360°

Отже, при зростанні значення коефіцієнту пульсації $k_{п}$ відбувається зростання величини $Q_{об}^i$, відповідно ЛЕС переходить у неприпустимий режим своєї роботи.

3.3 Показники оцінки надійності в локальних системах на основі аналізу режимів джерел РГ у наведених системах

Як описано у розділі 1.5, – показники надійності SAIDI, SAIFI, MAIFI і ENS, що використовуються в Україні для оцінки надійності функціонування

електричних мереж, були представлені в стандарті IEEE [2]. Даний стандарт було розроблено в 1998 році для створення індексів, спеціально призначених для розподільних систем. Він був оновлений у 2003 році з метою уточнити існуючі визначення і впровадження заснованих на статистиці визначень для класифікації основних днів з подіями. Показники надійності для України були сформовані відповідно зі старими стандартами IEEE, але у 2012 р. нова редакція IEEE стандарту була випущена – IEEE Std. 1366 – 2012.

Індекс $MAIFI_E$ представлений в цьому стандарті, наприклад, може бути більш корисним в отриманні статистики переривань електропостачання в рамках даних, необхідних для обчислення показника $MAIFI$, який зараз використовується в Україні для оцінювання експлуатаційної надійності. Цей показник вказує на середню частоту перерв електропостачання [8,9,13].

Проведемо диверсифікацію даних показників по тарифним зонам графіка навантаження (3.28 – 3.31). Зауважимо, що дані показники можуть бути використані лише при паралельній роботі ЛЕС з мережею, тому в острівному режимі необхідно використовувати додаткові режимні показники надійності. До таких показників відносяться: LOLE, EIR, EFOR (див. розділ 1.5).

$$MAIFI_E = \frac{\sum I_{ME} CN_{mi}}{N_T} \quad (3.28)$$

$$SAIDI_{-d} = \frac{\sum t_i n_{i-d}}{n} \quad (3.29)$$

$$ENS_{-d} = \frac{\sum Q^z t_i n_{i-d}^z}{43800} \quad (3.30)$$

$$CELID_{-d} = \frac{n_{i-d}}{n} \quad (3.31)$$

При оцінці надійності в ЛЕС слід враховувати наступні методи оцінки при різних часових інтервалах:

1) на основі місячного інтервалу з урахуванням навмисних відключень;

Показник надійності при розрахунковому періоді, рівному 1 місяць, отримується додаванням показників, визначених на виділених інтервалах, а річний показник – додаванням по місяцях.

2) на основі річного періоду без урахування навмисних відключень;

Показник надійності отримується на основі прогнозу річного піку навантаження, форми графіку навантаження і відповідного ряду розподілу доступних потужностей системи.

3) на основі найтяжчого періоду;

Показники надійності системи необхідно збільшити в 12 разів.

Нормалізований індекс надійності для ЛЕС – $NRI_{\text{ЛЕС}}$

Аналіз літературних джерел показав, що до базових складових показників надійності електропостачання (див розділ 1.5) відносяться:

- Середня частота відключень об'єкта Tf (відкл. / рік);
- Середня тривалість відключень об'єкта Rdt (год. / рік);
- Середня тривалість одного відключення об'єкта $r^{\text{ср}}$ (год. / 1 відкл.);

Зважаючи на це, а також на складність структури та режимів роботи ЛЕС, описаних раніше, індекс надійності повинен бути нормалізований для будь-якої конфігурації описаної схеми ЛЕС, а також режимів генерації від різномірних РДГ та мережі.

Для описаної системи вводимо нормалізований показник надійності NRI – *normalized reliability index*.

Залежно від режиму роботи ЛЕС умовно поділимо всі джерела живлення на 3 типи:

1. Джерела централізованого електропостачання (електроживлення ЛЕС від централізованої мережі електропостачання)
2. Розосереджені джерела безперервного електрозабезпечення
3. Розосереджені джерела, вихідні параметри яких залежать від погодних умов і не регульовані людиною

Перерви в електропостачанні споживачів слід теж умовно розділити на аварійні та спричинені погодними умовами / відсутністю первинного

енергоносія (див. рис 3.16).

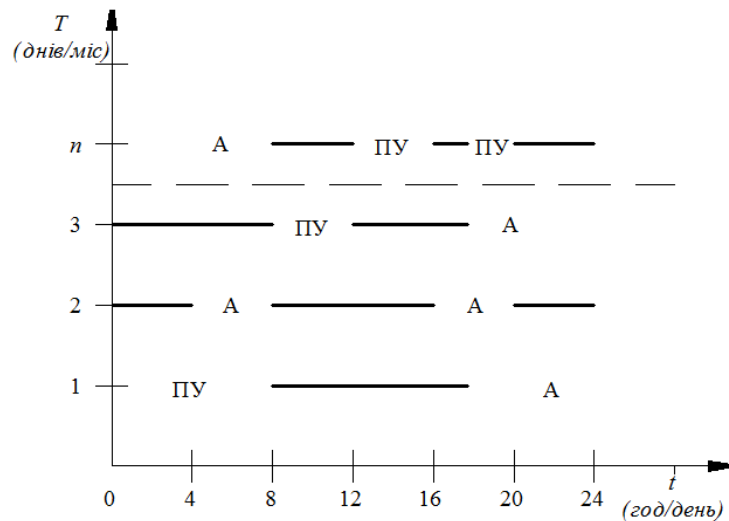


Рис. 3.16 – перерви в електропостачанні споживачів в ЛЕС, А – аварійні, ПУ – спричинені погодними умовами, n – кількість днів у місяці.

Також необхідно враховувати, що для різнотипних джерел РГ в ЛЕС графіки перерв в електропостачанні споживачів будуть різними, як це показано на рисунку 3.17

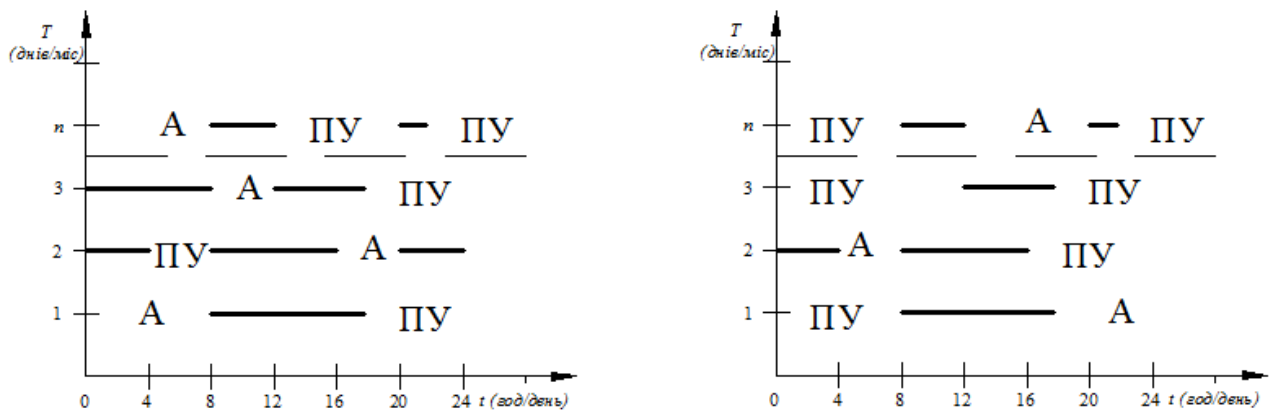


Рис. 3.17 – Перерви в електропостачанні споживачів для двох різнотипних джерел РГ

Слід зазначити, що *NRI* повинен бути універсальним по відношенню до показників надійності, що застосовуються в Україні та описаних в стандарті IEEE 1366. Для системи, описаної у першому розділі, позначимо

нормалізований показник надійності для ЛЕС – NRI_{LES} (normalized reliability index for local electrotechnical system), та будемо визначати його з наступного співвідношення:

$$NRI_{LES} = \frac{R}{R_T},$$

де – R та R_T відповідно реальний та цільовий (targeted) показники надійності.

Даний підхід дозволить нам доволі просто оцінити, чи знаходиться той чи інший показник надійності в заданих межах, що задовольняють умовам якісного електропостачання в ЛЕС.

Для визначення оптимально-досяжного значення цього показника слід використовувати метод нормалізованої декомпозиції показників надійності на складові, що врахують особливості режимів роботи джерел РГ в ЛЕС (рис 3.18). Даний метод можна описати наступною блок-схемою:

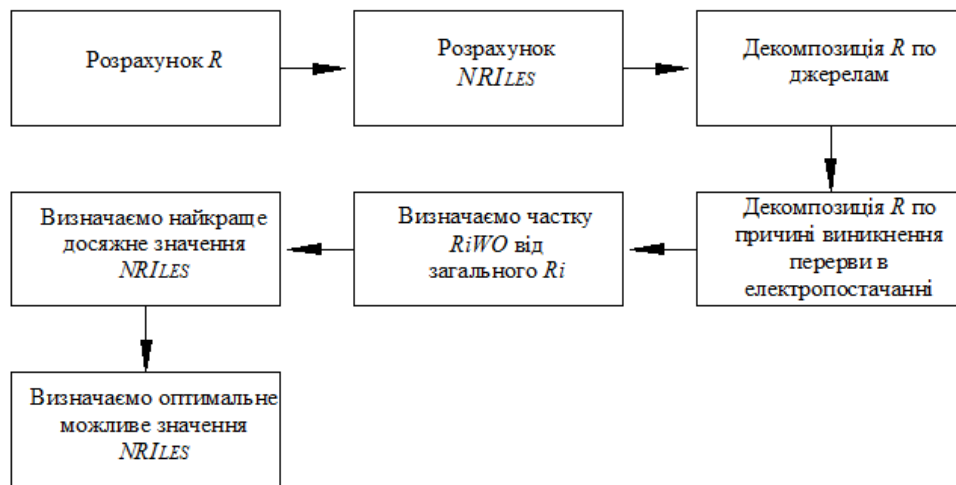


Рис. 3.18 – блок-схема методу нормалізованої декомпозиції R в ЛЕС

Проведемо розрахунок на прикладі одного з показників експлуатаційної надійності – $ASIDI$. Для цього використаємо стандартну статистичну таблицю даних перерв в електропостачанні (див. табл. 1). Структура ЛЕС, використана для розрахунку, включає 2 різних джерела РГ, що працюють паралельно з загальною електричною мережею, щоб забезпечити ел. ен. споживачів з сумарною встановленою потужністю 4 МВт. За розрахунковий період в ЛЕС

сталось 9 перерв в електропостачанні. Цільовий показник $ASIDI$ за розрахунковий період $ASIDI_T = 430$ хв.

Середній системний показник тривалості перерв в електропостачанні ($ASIDI$) розраховується за наступною формулою:

$$ASIDI = \frac{\sum t_i \cdot P_i}{P} \text{ (хв.)},$$

де t_i – тривалість перерви в електропостачанні або тривалість відновлення системи (τ), P_i – величина навантаження, що не була забезпечена ел. ен., P – загальне під'єднане навантаження в ЛЕС.

Таблиця 3.7 – Стандартна статистична таблиця даних перерв в електропостачанні використана для ЛЕС

№ Події	Причина перерви в електропостачанні	Потужність, P_i	Тривалість, t_i (хв.)
1	1-ше дж. РГ	800	8,17
2	2-ге дж. РГ	1000	267,2
3	1+2 дж. РГ	1800	267,2
4	аварія в ЛЕС	75	71,3
5	аварія в ЛЕС	4000	30,3
6	2-ге дж. РГ	500	30
7	аварія в ЛЕС	2100	35
8	аварія в ЛЕС	3000	267,2
9	аварія в ЛЕС	200	120

Значення NRI_{LES} для описаної системи буде дорівнювати:

$$ASIDI = \frac{(800 \cdot 8,17) + (1000 \cdot 267,2) + (1800 \cdot 267,2) + (75 \cdot 71,3) + (4000 \cdot 30,3) + (500 \cdot 30) + (2100 \cdot 35) + (3000 \cdot 267,2) + (200 \cdot 120)}{4000} = 448,84 \text{ (хв.)};$$

$$NRI_{LES} = \frac{R}{R_T} = \frac{448,84}{430} = 1,04 = 104\%.$$

Інакше кажучи, показник $ASIDI$ за розрахунковий період в ЛЕС перевищує максимально допустиме значення на 4 %.

В разі, коли даний показник не задовольняє умовам якісного електропостачання в ЛЕС, можна визначити мінімальне допустиме значення цього показника. Для цього слід провести декомпозицію даного показника на складові по кожній окремій події за розрахунковий період, визначений для даного показника, та згрупувати ці показники по джерелам виникнення причин перерв в електропостачанні в ЛЕС. Оскільки:

$$R_{розр} = \sum_{i=1}^n R_i,$$

де показник R_i розраховується для кожної окремої події, як це показано на рисунку 3.19. (див. Розділ 1).

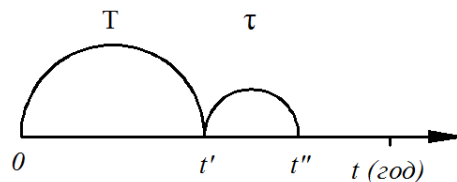


Рис. 3.19 – Процес функціонування елемента в рамках виникнення окремої події

$$ASIDI_{i-1} = \frac{800 \cdot 8,17}{4000} = 1,63 (\text{хв.}).$$

Для перерв, спричинених відключенням джерела РГ №1:

$$ASIDI_{РГ-1} = \frac{(800 \cdot 8,17) + (800 \cdot 267,2)}{4000} = 55,07 (\text{хв.}),$$

або в табличному вигляді:

Таблиця 3.8 – розрахунок $ASIDI$ для перерв, спричинених джерелом РГ №1

Потужність, P_i	Тривалість, t_i (хв.)	Загальна потужність, P	$ASIDI$ і
800	8,17	4000	1,634
800	267,2	4000	53,44
$ASIDI$ 1			55,07

Здійснимо аналогічний розрахунок для кожного з джерел:

Таблиця 3.9 – розрахунок *ASIDI* для перерв, спричинених джерелом РГ №2

Потужність, P_i	Тривалість, t_i (хв.)	Загальна потужність, P	<i>ASIDI</i> i
1000	267,2	4000	66,8
1000	267,2	4000	66,8
500	30	4000	3,75
<i>ASIDI</i> 2			137,35

Таблиця 3.10 – розрахунок *ASIDI* для перерв, спричинених аваріями в зовнішній ел. мережі

Потужність, P_i	Тривалість, t_i (хв.)	Загальна потужність, P	<i>ASIDI</i> i
75	71,3	4000	1,34
4000	30,3	4000	30,30
2100	35	4000	18,38
3000	267,2	4000	200,40
200	120	4000	6,00
<i>ASIDI</i> 3			256,41

Групування показників по джерелам перерв в електропостачанні проведемо з визначенням ваги внеску кожного джерела в загальний показник по надійності за розрахунковий період. Даний крок виконується для подальшого визначення мінімального економічно доцільного досяжного значення показника надійності по кожному джерелу в ЛЕС.

$$R_{\text{дж}} = \sum_{i=1}^n R_i,$$

$$\omega_i = \frac{R_{\text{дж}_i}}{R}.$$

Відповідно визначимо частку кожного з «джерел» в загальному значенні показника *ASIDI*:

$$\omega_1 = \frac{R_{\text{дж}_1}}{R} = \frac{55,27}{448,84} = 12\%,$$

$$\omega_2 = \frac{R_{\text{дж}_2}}{R} = \frac{137,35}{448,84} = 31\%,$$

$$\omega_3 = \frac{R_{\text{дж}_3}}{R} = \frac{256,41}{448,84} = 57\%.$$

На наступному етапі розрахунків проведемо декомпозицію показників надійності по причині виникнення перерви в електропостачанні, умовно поділивши причини на аварійні та ті, що виникли в результаті відсутності первинного джерела енергії в кожному окремому джерелі РГ (сонця, вітру, води, пального і т. ін.). Для цього слід на стадії збору інформації залишити вказівки щодо розділення всіх подій на 2 окремі категорії.

$$R_i = R_{iNO} + R_{iWO},$$

$$R = \sum_{i=1}^n R_i = \sum_{i=1}^n (R_{iNO} + R_{iWO}).$$

Таблиця 3.11 – Модифікована стандартна статистична таблиця даних для ЛЕС

№ Події	Причина перерви в електропостачанні	Потужність, P_i	Тривалість, t_i (хв.)	Тривалість, $t_i - NO\ 1$ (хв.)	Тривалість, $t_i - WO\ 2$ (хв.)
1	1-ше дж. РГ	800	8,17		8,17
2	2-ге дж. РГ	1000	267,2		267,2
3	1+2 дж. РГ	1800	267,2	267,2	
4	аварія	75	71,3	71,3	
5	аварія	4000	30,3	30,3	
6	2-ге дж. РГ	500	0,5		0,5
7	аварія	2100	0,5	0,5	
8	аварія	3000	267,2	267,2	
9	аварія	200	120	120	

Значення в колонці «Тривалість, $t_i - NO\ 1$ (хв.)» свідчить про те, що перерва в електропостачанні виникла через аварію, а в колонці «Тривалість, $t_i - WO\ 2$ (хв.)», – про те, що фактором перерви була відсутність первинного джерела енергії.

Визначимо вагу внеску кожної з причин перерв в електропостачанні в загальний показник по надійності за розрахунковий період.

$$\omega^*_{iNO} = \frac{R_{iNO}}{R_i},$$

$$\omega^*_{iWO} = \frac{R_{iWO}}{R_i}.$$

Для цього розрахуємо відповідні показники надійності:

Таблиця 3.12 – розрахунок *ASIDI* для перерв, спричинених аваріями

Потужність, P_i	Тривалість, $t_i - \text{NO 1}$ (хв.)	Загальна потужність, P	<i>ASIDI</i> i
800	0	4000	0,00
1000	0	4000	0,00
1800	267,2	4000	120,24
75	71,3	4000	1,34
4000	30,3	4000	30,30
500	0	4000	0,00
2100	0,5	4000	18,38
3000	267,2	4000	200,40
200	120	4000	6,00
<i>ASIDI</i> no*			376,65

Таблиця 3.13 – розрахунок *ASIDI* для перерв, спричинених відсутністю первинного джерела енергії

Потужність, P_i	Тривалість, $t_i - \text{WO 2}$ (хв.)	Загальна потужність, P	<i>ASIDI</i> i
800	8,17	4000	1,63
1000	267,2	4000	66,80
1800	0	4000	0,00
75	0	4000	0,00
4000	0	4000	0,00
500	0,5	4000	3,75
2100	0	4000	0,00
3000	0	4000	0,00
200	0	4000	0,00
<i>ASIDI</i> wo*			72,18

Відповідно вагові коефіцієнти будуть рівними:

$$\omega^*_{iNO} = \frac{R_{iNO}}{R_i} = \frac{376,65}{448,84} = 0,84 = 84\%,$$

$$\omega^*_{iWO} = \frac{R_{iWO}}{R_i} = \frac{72,18}{448,84} = 0,16 = 16\%.$$

Тепер визначасмо найкраще досяжне значення NRI_{LES} за розрахунковий період.

$$NRI_{LESb} = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \omega_{iNO}^* \cdot R}{R_T} = \frac{\sum_{i=1}^n (R_{iNO})}{R_T},$$

$$NRI_{LESb} = \frac{(0,12 \cdot 0,84 \cdot 448,84) + (0,31 \cdot 0,84 \cdot 448,84) + (0,57 \cdot 0,84 \cdot 448,84)}{430} = \frac{378,4}{430} = 0,88,$$

або

$$NRI_{LESb} = \frac{\sum_{i=1}^n (R_{iNO})}{R_T} = \frac{120,24 + 1,34 + 30,3 + 18,38 + 200,4 + 6}{430} = 0,88.$$

Даний показник знаходиться в рамках допустимого значення, проте в реальних умовах нерідко забезпечення акумулювання первинного джерела енергії або акумулювання ел. ен. є досить дорогим і економічно невиправданим. Тому слід визначити оптимально допустиме мінімальне значення показника надійності для ЛЕС з урахуванням економічної складової як одного з факторів оптимізації.

Визначаємо оптимальне можливе значення NRI_{LES} за наступною формулою:

$$NRI_{LESopt} = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \omega_{iNOopt}^* \cdot R}{R_T}, \text{ або } NRI_{LESopt} = \frac{\sum_{i=1}^n (R_{iNO} + R_{iWO} \cdot C_{iopt})}{R_T}$$

$$\omega_{iNOopt}^* = \begin{cases} 1, & NPV < 0, IRR < MARR \\ \omega_{iNO}^*, & NPV > 0, IRR > MARR, R_i \neq R_{iNO} \end{cases}$$

$$C_{iopt} = \begin{cases} 1, & NPV < 0, IRR < MARR \\ 0, & NPV > 0, IRR > MARR, R_i \neq R_{iNO} \end{cases}$$

$$NRI_{LESopt} = \frac{(0,12 \cdot 0,84 \cdot 448,84) + (0,31 \cdot 0,84 \cdot 448,84) + (0,57 \cdot 1 \cdot 448,84)}{430} = \frac{417,1}{430} = 0,97$$

Таким чином, з розрахунків, можна отримати висновок, що оптимально допустиме значення показника надійності рівне допустимому значенню, що в умовах даної системи є позитивним результатом, а метод нормалізованої

декомпозиції показників експлуатаційної надійності для ЛЕС, запропонований автором, дозволяє визначити оптимально досяжне значення показників надійності в ЛЕС та дозволяє судити про якість електропостачання в ЛЕС.

Даний метод слід застосовувати в комбінації з показниками режимної надійності, що дозволяють врахувати зміни режимів в ЛЕС.

3.4 Система показників якості електропостачання локальних систем з джерелами розосередженої генерації

При побудові ЛЕС враховується, що різномірні джерела генерації, у т.ч. і НВДЕ, генерують спотворення, а самі навантаження можуть як генерувати спотворення, так і бути досить критичними до впливу різних факторів “неякості” електроенергії. При оцінці стабільності та надійності у ЛЕС необхідно враховувати множинність показників та критеріїв, притаманних як енергетичним, так і електротехнічним системам та комплексам, серед яких:

Таблиця 3.14 – Показники оцінювання процесів у ЛЕС

Показники якості електропостачання	Локальні електротехнічні системи	
	Стабільність	Надійність
Експлуатаційні показники	$K_{ст}, \{K_{ПЯЕ}\}$ (нормалізовані значення ПЯЕ згідно зі стандартом)	$NRI_{ЛЕС}$ (на основі показників стандарту IEEE 1366)
Режимні показники	$S_{\beta}^{\alpha} = S_{\beta}^{Q_{\Phi}} (dP/d\alpha, dQ_{\Phi}/d\alpha \text{ та } dP/dQ_{\Phi}(\alpha))$	$LOLE, EIR, EFOR$ (показники режимної надійності)
Обмінні процеси	$Q_{об}$ (для визначення допустимих режимів ЛЕС)	$Q_{об}$ (для визначення винуватців порушення надійності)
Оцінка додаткових втрат	$Q_{\Phi}, Q_{\Phi n}$ (для оцінювання складових втрат енергетичних процесів)	

Таким чином, оцінка стабільності та надійності в ЛЕС зводиться до побудови моделі ЛЕС на основі наведених критеріїв. З наведених множин

критеріїв енергетичних та електротехнічних систем доцільно формувати підмножини показників та критеріїв для оцінки надійності та стабільності ЛЕС.

Інтегральний критерій якості електропостачання для ЛЕС включає показники надійності, стабільності та економічності. Показники надійності повинні враховувати узгоджене зі споживачем число короточасних відключень $n_{\text{від}}$, тривалістю відключень не більше $t_{\text{від}}$ годин на рік, стабільність функціонування ЛЕС, а також вірогідність попадання рівня напруги в ЛЕС на затискачах найбільш віддаленого споживача, в нормований інтервал (як інтегральний показник якості електроенергії в ЛЕС).

В якості критеріїв економічності доцільно прийняти технологічні витрати електроенергії на її передачу в розрахунковий період; чисту приведену вартість (NPV) як показник приведених витрат, пов'язаних з реалізацією технічного рішення (побудови ЛЕС).

Як приклад, розглянемо задачу оптимізації параметрів ЛЕС для підвищення якості електропостачання, за 2-ма критеріями:

$$f(B, U) \rightarrow \text{opt},$$

де B – приведені витрати, пов'язані з реалізацією технічного рішення ЛЕС; U – значення напруги на затискачах найбільш віддаленого споживача, що повинні відповідати заданому рівню, згідно стандартів якості електроенергії. Кожен з критеріїв оптимізації може мати різну направленість оптимізації:

$$f(B) \rightarrow \min, f(U) \rightarrow \max.$$

Як видно, окремі критерії відносно величин B , U можуть мати різне спрямування оптимізації, різну фізичну суть та можливість бути рівнозначними (без пріоритетів) та нерівнозначними. Також слід враховувати, що основною інформацією для розрахунку окремих критеріїв служать результати розрахунку усталеного режиму розподільної електричної мережі в ЛЕС і техніко-економічного розрахунку.

Щоб об'єднати окремі критерії різної фізичної суті та з різними шкалами вимірювання однією числовою характеристикою у відносних одиницях і тим самим виконувати операції над ними, визначати переваги різних критеріїв у заданих діапазонах їх зміни, відмовитися від використання вагових коефіцієнтів, звести задачу максимізації однієї групи критеріїв і мінімізації іншої групи до задачі максимізації корисностей за всіма критеріями, можна побудувати так звані функції корисності критеріїв. Вони являють оцінки відносної переваги критерію k в досягненні локальної мети. Критерій k_1 переважає критерій k_2 тоді і тільки тоді, коли корисність критерію k_1 більше, ніж корисність критерію k_2 :

$$k_1 > k_2 \rightarrow v(k_1) > v(k_2).$$

Побудова функції корисності за критеріями передбачає визначення меж зміни критеріїв, $k_{\min} \leq k_i \leq k_{\max}$; $i = 1, 2, \dots, m$.

В умовах випадковості вихідних даних ефективність технічного рішення підвищення якості електропостачання в ЛЕС оцінюється за результатами розрахунків вектора критеріїв, що утворюють низку випадкових значень кожного критерію, які, будучи зваженими за ймовірностями, дають щільність розподілу ймовірностей випадкової величини k_i у заданому інтервалі $k_{\min} \leq k_i \leq k_{\max}$. Таким чином, оцінка якості електропостачання в ЛЕС повинна проводитися з урахуванням оптимальності рівнів критеріїв складових якості електропостачання в ЛЕС.

Іншим підходом може бути розвиток моделей візуалізації показників ЛЕС, представлений у розділі 3.1. (рис. 2.20)

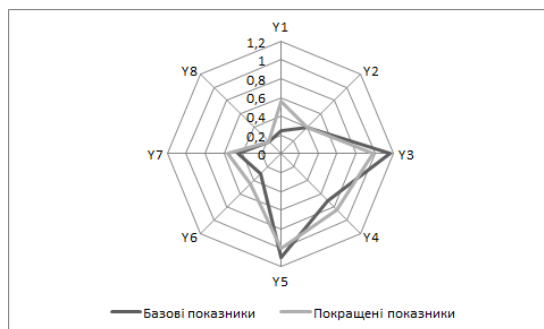


Рис. 3.20 – комплексне представлення показників якості електропостачання

На рис. 3.20 зображено два енергетичні профілі ЛЕС (Pf_1 , Pf_2), котрі відображають два різних стани ЛЕС. Шкали показників градовані у відносних одиницях. На наведених діаграмах (рис. 3.24) встановимо, що:

- область (1) (на діаграмі – 0,3 відносних одиниць (в.о.)) – відповідає оцінці «Дуже добре»;
- область (2) (0,3 – 0,6 в.о.) – відповідає оцінці «Добре»;
- область (3) (0,6 – 1,0 в.о.) – відповідає оцінці «Нормально»;
- область (4) (1,0 – 1,2 в.о.) – відповідає оцінці «Погано».

Pf_2 (табл. 3.15), котрий містить «покращені» показники, хоча і має в окремих випадках значення гірші, ніж Pf_1 , проте вся сукупність показників Pf_2 не виходить за межі області «Нормально», на відміну від Pf_1 . Це свідчить про більш якісний стан процесів в описаній ЛЕС.

Таблиця 3.15 – Розрахункові значення профілів ЛЕС

Нормалізоване значення	$SAIDI$	$SAIFI$	$MAIFI$	U	f	ENS	$ASIDI$	THD
Pf_1	0,25	0,4	1,16	0,7	1,001	0,3	0,45	0,18
Pf_2	0,56	0,4	0,98	0,85	1,0008	0,45	0,56	0,18

Розширена множина показників та запропонований спосіб візуалізації дають змогу враховувати структуру та усталені режими роботи ЛЕС при оцінці їх стабільності та надійності.

Висновки.

1. На основі оцінки інтенсивності енергетичних процесів шляхом визначення величини $Q_{об}$ котра є інтегральною характеристикою впливу різних факторів неякісності електроенергії на обмінні процеси в колах ЛЕС визначено допустимі режими функціонування ЛЕС з джерелами РГ.

2. В ході аналізу стабільності ЛЕС з КП на основі оцінок залежностей реактивних струмів від зміни одного та декількох параметрів навантаження було введено показник $K_{ст}$ для оцінки стабільності в ЛЕС з КП, який на відміну від існуючих показників є нормалізованим та може порівнюватися з іншими нормалізованими характеристиками ЛЕС, що дало змогу охарактеризувати режими стабільного функціонування ЛЕС з джерелами РГ, чого раніше не робилося.

4. Описані методи, засновані на використанні показників $Q_{ф}$ та $Q_{об}$, на відміну від інших існуючих методів, не вимагають підключення обладнання при визначенні винуватців порушень стабільності, що на практиці є майже завжди неможливим. Їх можна застосовувати при наявності лише вимірюваних даних.

5. На основі проведеного аналізу визначено показники надійності, що в залежності від режимів роботи можуть використовуватися в ЛЕС, а також запропоновано метод їх розрахунку, котрий дозволяє визначити оптимально досяжні значення розрахункових показників (при значенні $NPV > 0$ для більшості коефіцієнтів C_{opt} отримаємо значення $NRI_{LES} < 1$), що дає змогу враховувати особливості роботи джерел у системі котра розглядається.

6. На основі запропонованих показників та критеріїв доповнено систему показників і критеріїв стабільності та надійності для ЛЕС, що дає змогу оцінювати ефективність регулювання енергетичних процесів у ЛЕС з урахуванням структури та усталених режимів ЛЕС.

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСІВ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

4.1 Методика оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в локальних системах з джерелами розосередженої генерації

Методика оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в ЛЕС з джерелами РГ базується на певному стандартному алгоритмі, який дозволяє врахувати, як окремі складові ефективності регулювання енергетичних процесів в ЛЕС при визначених вимогах до конкретної структури (значення ПЯЕ, стабільність чи експлуатаційну надійність), так і всі зазначені складові в комплексі.

Наведені в попередніх розділах алгоритми та методи дають змогу побудувати відносно простий алгоритм обчислення показників та критеріїв ефективності регулювання енергетичних процесів в ЛЕС з джерелами РГ, та побудову візуалізованого профілю ЛЕС для комплексної оцінки її станів, котрий зображено на рисунку 4.1. Даний алгоритм містить наступні кроки:

1. Обчислення показників та критеріїв ефективності регулювання енергетичних процесів в ЛЕС з джерелами РГ запропонованих у розділі 3.4.
2. Нормалізація значень розрахункових показників та критеріїв відносно їхніх нормованих значень.
3. Побудова візуалізованого профілю ЛЕС з джерелами РГ.
4. Оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в ЛЕС з джерелами РГ.
5. Декомпозиція показників та критеріїв на складові для подальшого оцінювання можливості покращення їхніх розрахованих значень.
6. Визначення кінцевих оптимальних досяжних значень показників та критеріїв ефективності регулювання енергетичних процесів в ЛЕС з джерелами

РГ на основі оцінювання економічної доцільності впровадження заходів щодо покращення їхніх розрахованих значень.

7. Побудова оптимізованого візуалізованого профілю ЛЕС з джерелами РГ.

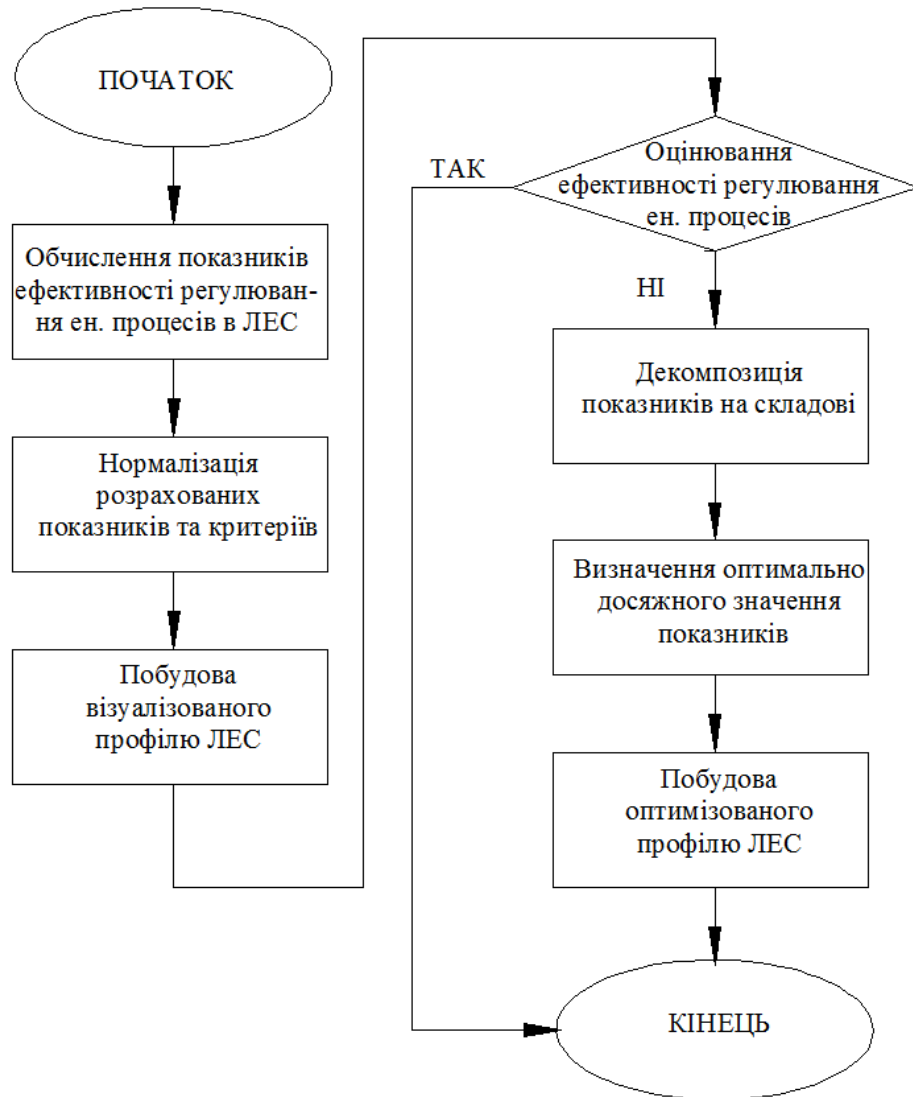


Рис. 4.1 – Методика оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в ЛЕС з джерелами РГ

Загальні вимоги до методики оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в ЛЕС з джерелами РГ відображають:

– можливість її застосування для всіх типів структур ЛЕС з джерелами РГ.

- комплексну оцінку станів ЛЕС з джерелами РГ для будь-якої комбінації запропонованих показників та критеріїв.

- можливість її використання як бази для співставлення енергетичних станів різних ЛЕС з джерелами РГ, що мають подібну структуру для підвищення в них ефективності регулювання енергетичних процесів.

4.2 Методика проведення інструментального обстеження у локальних системах з джерелами розосередженої генерації

Методика проведення енергетичного обстеження базується на стандартному алгоритмі, який, забезпечить як найбільш ефективну роботу аудитора, так і можливість ефективного залучення інших аудиторів на визначених етапах роботи. Для ЛЕС з джерелами РГ при проведенні енергетичного обстеження слід використовувати запропоновану у попередньому розділі методику оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів. Дана методика повинна відповідати вимогам до стратегії енергетичних обстежень.

Загальні вимоги до стратегії енергетичного обстеження відображають:

- можливість її застосування для всіх типів виробництва і господарств.
- можливість визначення етапів для продовження роботи або її припинення.
- можливість її використання як бази для співробітництва між різними аудиторами.

Для реалізації стратегії обстеження прийнято наступний порядок проведення енергетичного обстеження: збір документальної інформації. інструментальне обстеження; обробка та аналіз отриманої інформації; оформлення звіту.

На основі загальновідомої структури проведення енергетичних обстежень, наведеної вище, та системи показників, критеріїв та методів, запропонованих у даній роботі, запропоновано вдосконалену структуру проведення енергетичних обстежень з урахуванням структурних та режимних

особливостей функціонування ЛЕС (рис. 4.2). На етапі збору документальної інформації аудитор повинен проводити розрахунок показників та критеріїв ефективності регулювання енергетичних процесів на основі наявних даних, а також визначити ті критерії (а також їхні складові), котрі необхідно буде визначити на подальших етапах енергетичних обстежень. На етапі інструментального обстеження аудитор повинен правильно вибрати вимірювальні прилади, а також провести збір даних з урахуванням особливостей подальших розрахунків. На етапі обробки та аналізу отриманої інформації аудитором застосовується множина показників та критеріїв, запропонованих в роботі, частина з яких базується на запропонованих в роботі методиках розрахунку; доповнюються дані, отримані в результаті збору документальної інформації. На останньому етапі проводиться аналіз отриманих показників та профілів, а також формується висновок щодо ефективності регулювання енергетичних процесів в ЛЕС.

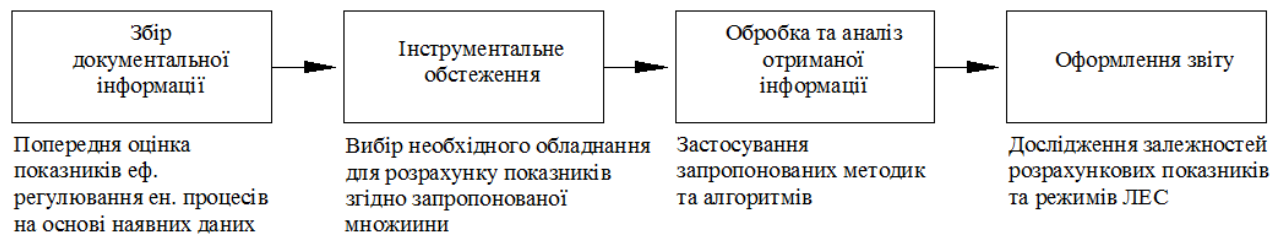


Рис. 4.2 – Методика проведення енергетичного обстеження з метою подальшої оцінки стабільності та надійності в ЛЕС

У системах технічного обліку електричної енергії здебільшого встановлені лічильники, метод розрахунків яких спирається на алгоритм обчислення ПЯЕ та реактивної потужності для синусоїдальних мереж. В третьому розділі цієї роботи було встановлено, що такий підхід не достатньо точно описує реальні процеси. Тому необхідно розробити нові алгоритми вимірювання ПЯЕ, в тому числі для проведення електричного обстеження. З

обладнання для проведення обстеження запропоновано вибрати аналізатор спектру SATEC, модель PNA-296

Даний прилад обладнаний пакетом прикладних програм PAS, який забезпечує можливості аналізу даних і відображення графічної інформації.

PAS – програмний засіб, що забезпечує автоматичне опитування приладів із заданим кроком. Дана програма надає наступні можливості: конфігурація вікон для виконання кількох завдань; прямий доступ до бази даних для моніторингу стану або аналізу; автоматизований звіт за якістю електроенергії в мережі; на відповідність всіх показників якості, введених в гост 13109-97; послідовний інтерфейс; tcp / ip; usb; телефон / модем.

Засоби аналізу: реєстрація даних – передісторія або поточна інформація; тренди – індивідуальні або 3 фази разом; осцилографування; спектр гармонік; напрямок потоку потужності гармонік; порівняльні таблиці спектру гармонік зі стандартом en50160 для високовольтних і низьковольтних застосувань; векторні діаграми; порівняння форм хвилі струму та напруги різних об'єктів; можливість автоматичного сортування та фільтрації; тарифна система обліку електроенергії; аварійна сигналізація з гнучким налаштуванням; можливість копіювання відображуваних даних у форматі word, excel; можливість детального аналізу за формами хвилі і гармонійному спектру.

Для апробації запропонованої у роботі методики запропоновано використовувати прилад SATEC **PNA296**, який дозволяє виміряти необхідні для подальшої оцінки процесів показники.

Для аналізу впливу різнорідних джерел генерації знадобиться мінімум 3 прилади. Вони мають одночасно бути підключені до двох різних елементів мережі, які мають вносити найбільше спотворення в перетині та в ТЗП. Підключення відбувається за допомогою біндерів на вивід датчиків напруги та трансформаторів струму на вивід датчиків струму. Важливо дотримуватися фазності напруг та струмів.

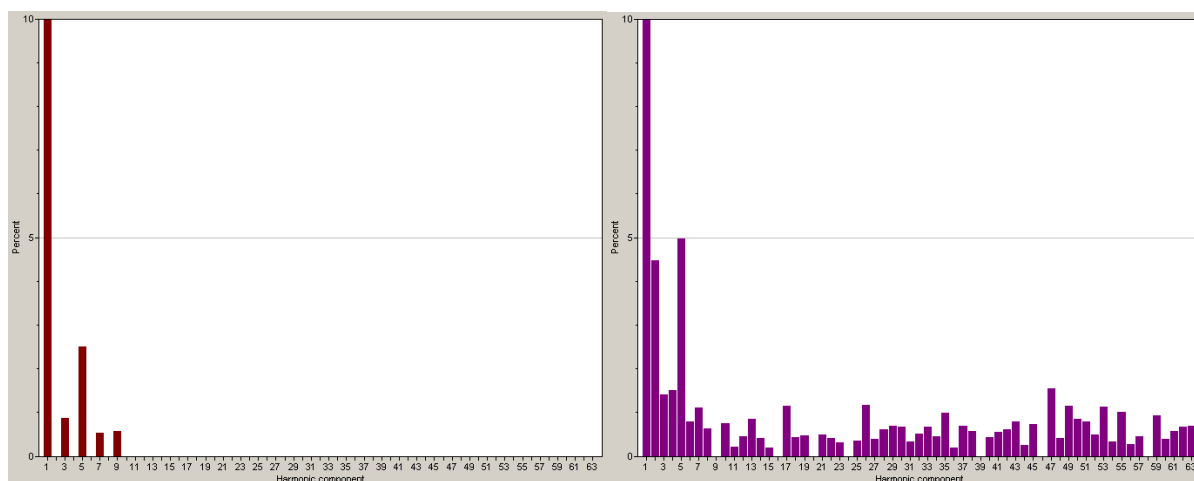
Прилади необхідно підключити через інтерфейс RS - 485 до комп'ютерів, на яких встановлене програмне забезпечення PAS. В робочому просторі PAS у

вкладці «Meter setup» вибираємо пункт «Generate setup», задаємо номінальні величини струмів та напруг мережі. Запис даних виконується з заданим кроком, в залежності від обладнання та режимів роботи.

В розділі 4.3 даної роботи приведено детальний опис щодо тривалості вимірювання. Вся інформація, отримана з попередніх етапів, є вихідною для аналізу якості електричної енергії. Для оцінки додаткових втрат в мережі використовуємо показник реактивна потужність за Фризе.

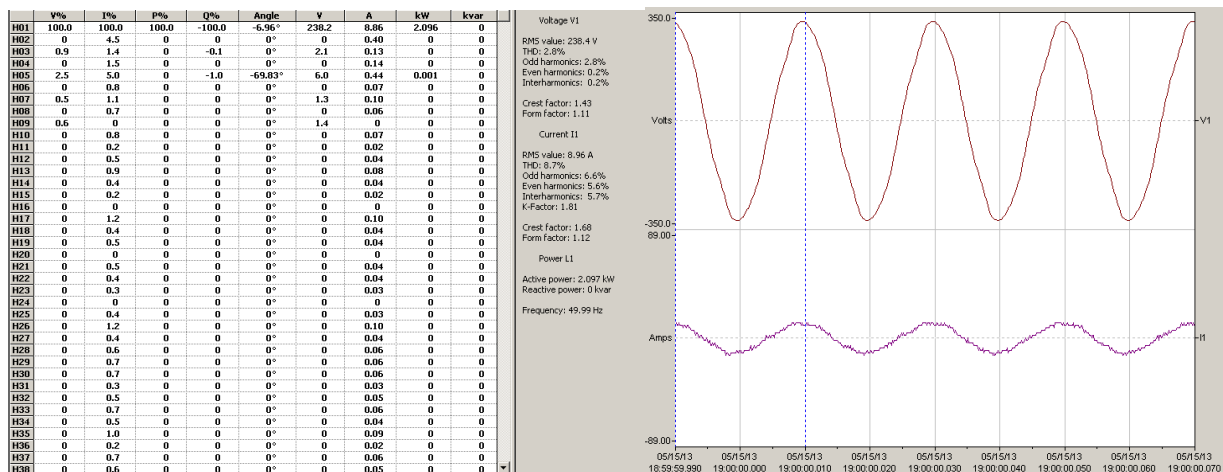
Програмне забезпечення PAS після завершення запису обробляє інформацію та видає її у вигляді графіків та таблиць. На рисунку 4.3 приведено приклад вихідної інформації. Крім того, є можливість експортувати числові дані в МО Excel, що значно спрощує обробку даних.

Вибравши в робочому полі програми Open → необхідний запис → Waveform Log → Открыть → Specrtum table, відкривається таблиця з амплітудними значеннями гармонійних складових струмів та напруг. Це і є вихідна інформація для проведення подальшого аналізу.



а) спектр гармонік напруги

б) спектр гармонік струму



в) амплітудні значення гармонік г) форми напруги та струму
напруги та струму

Рисунок 4.3 – Приклад вихідної інформації програмного забезпечення PAS

Для проведення декомпозиції Q_{Φ} на складові необхідно проаналізувати гармонійний спектр напруги та струмів. Треба ідентифікувати I_0 , U_0 , $I_{m(k)}$, $U_{m(k)}$, $I_{m(n)}$, $U_{m(n)}$. Далі, підставляючи ці значення у формули, наведені у другому розділі даної роботи, отримуємо значення лінійної та нелінійної складових потужності Q_{Φ} .

4.3 Дослідження процесів СЕС на основі системи показників якості електропостачання з урахуванням несиметрії трифазних систем з розосередженими джерелами генерації

Для оцінки впливу СЕС на параметри якості електропостачання було вибрано сонячну електростанцію у селі Слобода-Бушанська Ямпільського району. Генеруюча потужність даної станції складається з 7060 сонячних панелей потужністю 250 Вт та двох асинхронних машин потужністю 140 кВт кожна. Сумарна потужність сонячної електростанції складає 1,8 МВт, гідроелектростанції – 240 кВт. На рівному майданчику розташовано 65 рядів, по 108 сонячних батарей у кожному. За роботою, зовнішнім станом та цілісністю сонячних батарей стежать п'ять робітників та спеціалістів, що працюють та обслуговують також гідровузол на відновленій поряд ГЕС.

Трифазні інвертори перетворюють постійний струм з сонячних батарей на змінний напругою 0,4 кВ. На території станції встановлено три ТП з трансформаторами ТМ–630–10/0,4. Інвертори підключаються до трансформаторів через кабельні лінії. По стороні 10 кВ трансформатори живлять мережу по повітряній лінії.

У додатку В наведено електричну схему Слободо – Бушанської сонячної електростанції та титульний аркуш протоколу вимірювань. Місця, де були проведені виміри, відмічені на схемі:

точка 1 - збірна шина асинхронних генераторів 0,4 кВ, від якої живляться власні потреби станції;

точка 2 – розподільна шафа генератора;

точка 3 – на виводах інвертора, який працює на вимірювану в точці 4 інверторну групу;

точка 4 – шина інверторної групи, до якої підключені 6 інверторів;

точка 5 – інвертор, який працює на іншу інверторну групу.

Були проведені наступні вимірювання:

- в точці 1, коли асинхронні генератори не працювали;
- в точках 1 та 2 одночасно, коли працював 1 генератор;
- в точках 1, 2 та 5 одночасно;
- в точках 3, 4 та 5 одночасно.

В точці 5 вимірювання проводились з 9-20 до 12-40. Сонячна активність в цей період якраз найбільш інтенсивно збільшується.

Також для аналізу було використано розрахунок лінійного коефіцієнта кореляції для визначення параметрів, що найбільш впливають на енергетичні процеси у виділеній системі. Далі наведені результати аналізу даних, виміряних у точці 4 в ході інструментального обстеження.

Аналіз отриманих розрахункових значень складових реактивної потужності за Фризе (рис. 4.4) дозволяє зробити висновок, що значення нелінійної складової зростає з часом, причиною цього є збільшення рівня сонячної інсоляції, що співпадає в часі з ростом зазначеної складової. А отже

причиною спотворень є елементи СЕС приєднані через інвертори до загальної шини ТП, а значить, дані ланки потребують додаткових КП для коригування параметрів енергетичних процесів.

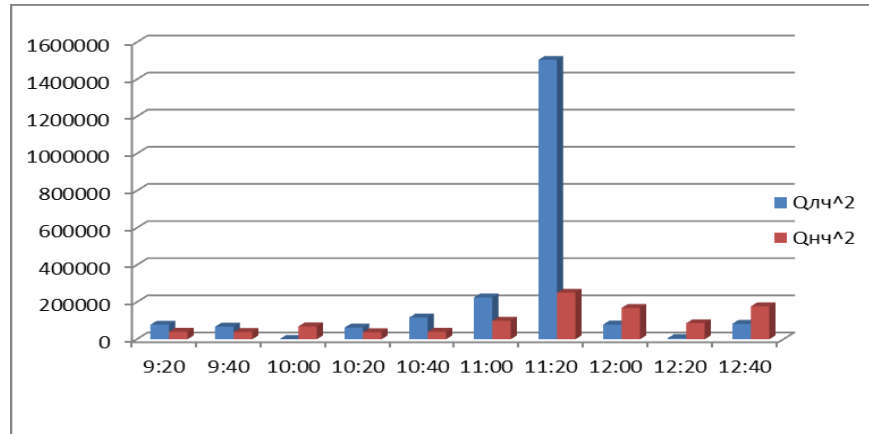


Рис. 4.4 – Декомпозиція реактивної потужності за Фризе в часі

Це чітко прослідковується при аналізі вищих гармонік струму та напруги, амплітудні значення котрих перевищують нормовані стандартом ГОСТ-13109-97 при значенні $\cos\varphi = 1$ (рис. 4.5-4.6).

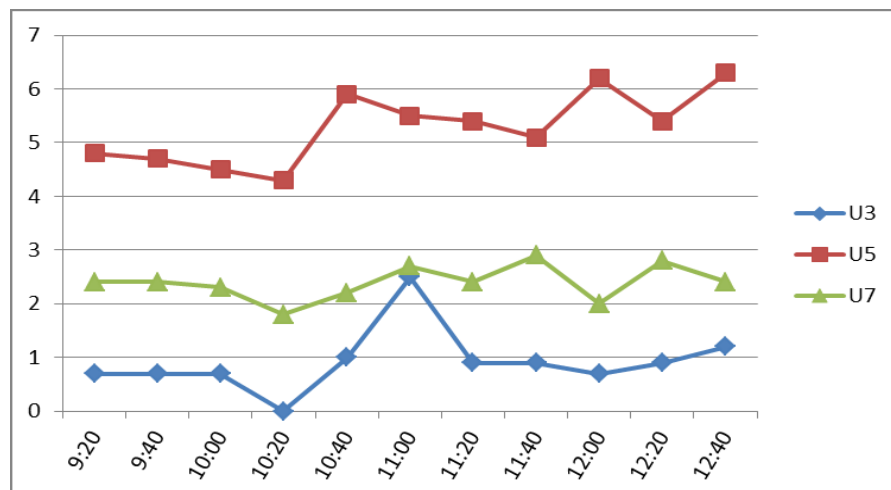


Рис. 4.5 –Зміна амплітудних значень вищих гармонійних складових напруги.

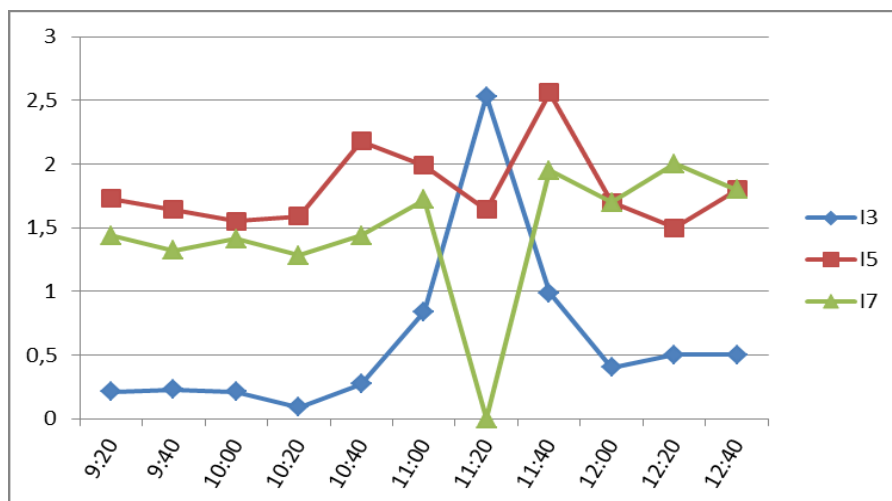


Рис. 4.6 –Зміна амплітудних значень вищих гармонійних складових струму.

Провівши кореляційний аналіз величини реактивної потужності за Фризе з її складовими, а також складовими повної потужності (рис. 4.7 – 4.10), можна зробити висновок, що для однофазної системи в умовах даного дослідження найбільшим фактором впливу на значення Q_{ϕ} є зміна параметрів навантаження. Незважаючи на наявність вищих гармонійних складових, визначена в ході розрахунків при вимірюванні на вихідних клеммах інверторів, основним фактором впливу на процеси в однофазній системі є зміна параметрів навантаження.

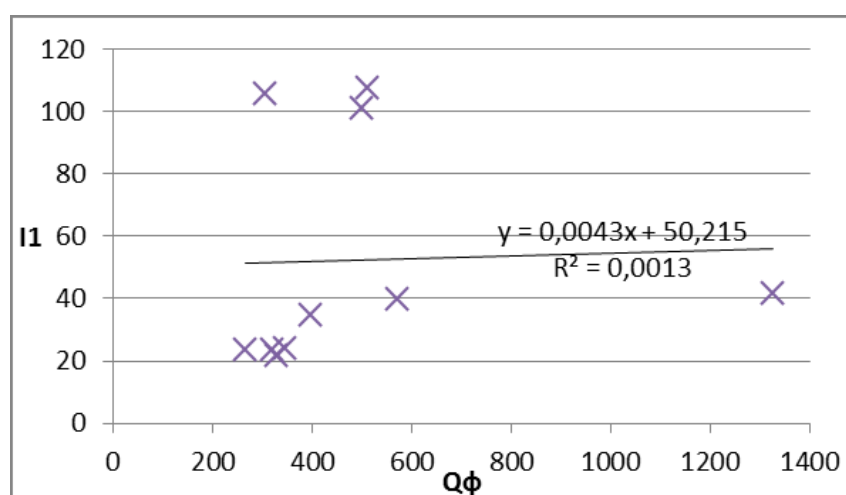


Рис. 4.7 – Кореляційна залежність Q_{ϕ} від діючого значення I_1

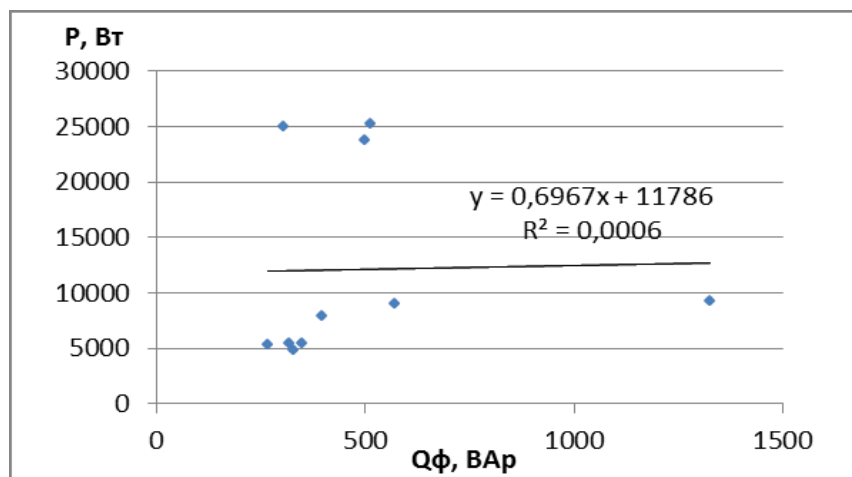


Рис. 4.8 – Кореляційна залежність Q_ϕ від діючого значення I_1

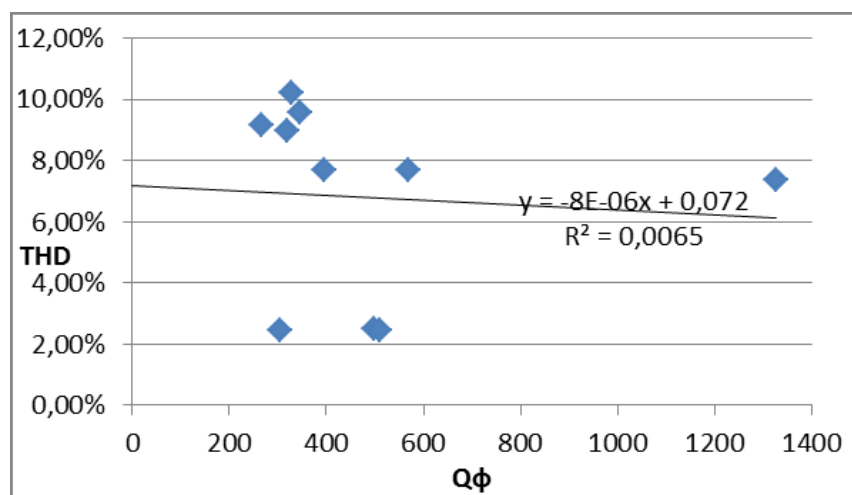


Рис. 4.9 – Кореляційна залежність Q_ϕ від діючого значення THD

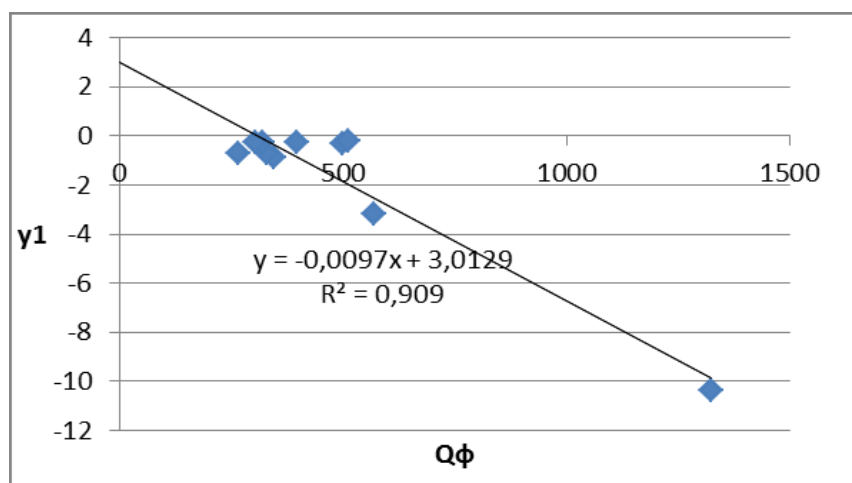


Рис. 4.10 – Кореляційна залежність Q_ϕ від значення кута зсуву між основною гармонійною складовою струму та напруги

Вимірювання якості електричної енергії для загальної трифазної системи на шинах НН ТП 10/0,4 здійснювалось з 16-00 до 10-00 наступного дня. Провівши розрахунок реактивної потужності за Фризе з її декомпозицією на лінійну та нелінійну складові (рис. 4.11-4.12), бачимо, що нелінійна складова реактивної потужності за Фризе змінюється безвідносно до змін сонячної інсоляції впродовж світлового дня і також присутня вночі. Отже, можна зробити висновок, що на дану складову мають значний вплив і два асинхронних двигуна що працюють у генераторному режимі на малій ГЕС.

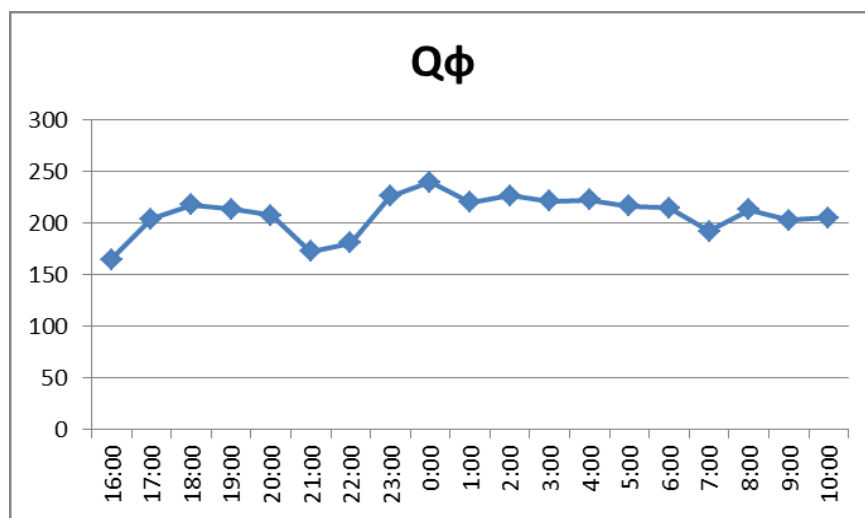


Рис. 4.11 – Зміна реактивної потужності за Фризе в часі

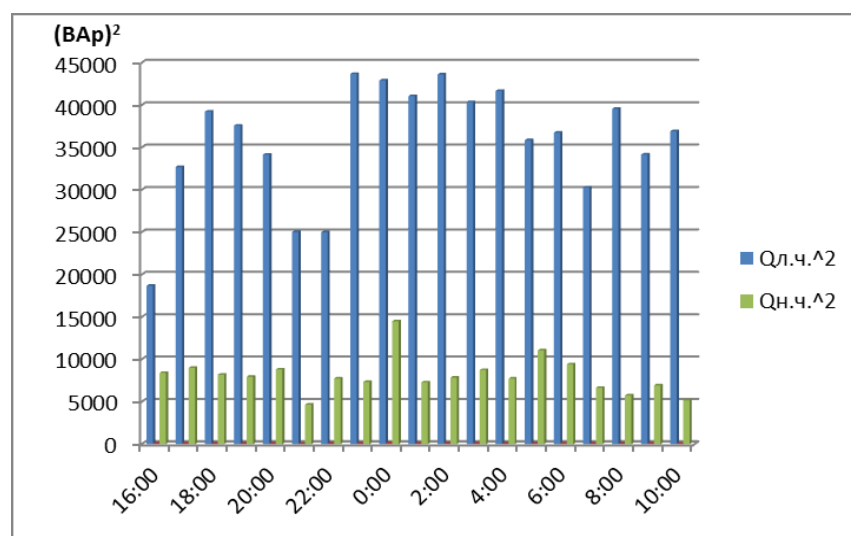


Рис. 4.12 – Декомпозиція реактивної потужності за Фризе в часі

Провівши розрахунок реактивної потужності за Фризе для трифазної системи на основі залежностей отриманих у розділах 2.1-2.2 даної дисертаційної роботи, а також провівши кореляційний аналіз величини Q_{ϕ} з параметрами енергетичних процесів (рис. 4.13-4.16), можна зробити висновок, що значний вплив на Q_{ϕ} мають вищі гармонічні складові (рис. 4.15), що генеруються як СЕС так і МГЕС та зміна параметрів навантаження (рис.4.16), проте найбільше на величину реактивної потужності за Фризе у трифазній системі впливає складова несиметрії (рис. 4.17-4.18), аналітичні вирази для розрахунку котрої наведено у розділі 2.2 даної роботи. В окремі періоди часу значення складової несиметрії сягає більш як 38% від значення реактивної потужності в даній системі. Отже, фактичне значення реактивної потужності у даній системі було майже у півтори рази більше від величини реактивної потужності за Фризе без урахування несиметрії.

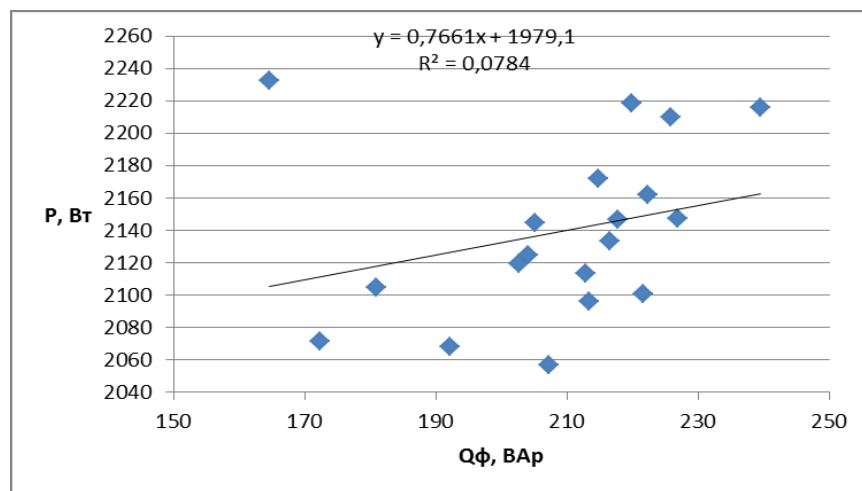


Рис. 4.13 – Кореляційна залежність Q_{ϕ} від активної потужності

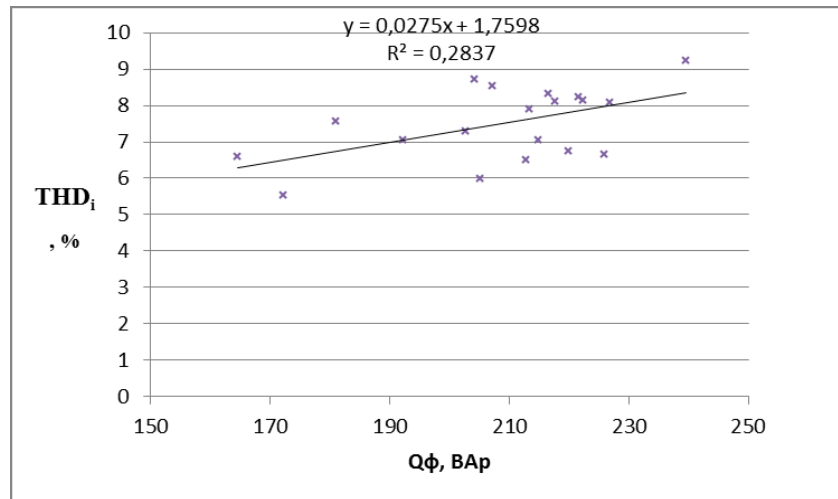


Рис. 4.14 – Кореляційна залежність Q_{ϕ} від коефіцієнту пульсації вищих гармонійних складових струму

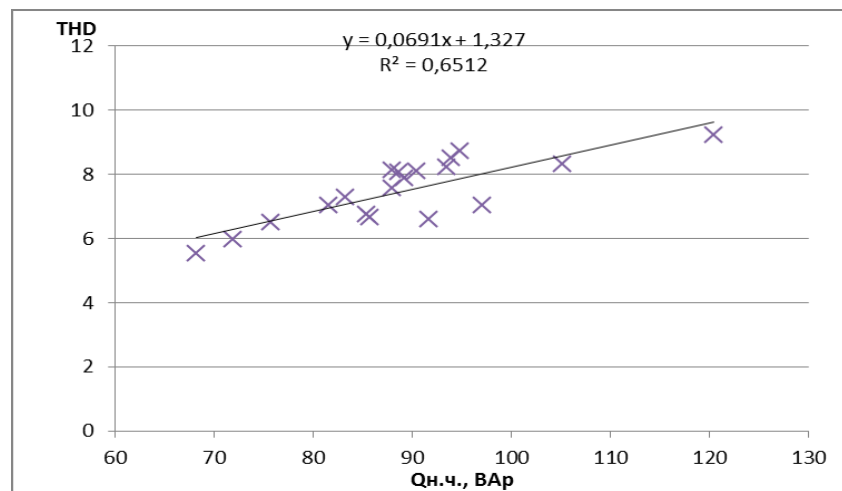


Рис. 4.15 – Кореляційна залежність $Q_{н.ч.}$ від коефіцієнту пульсації вищих гармонійних складових струму

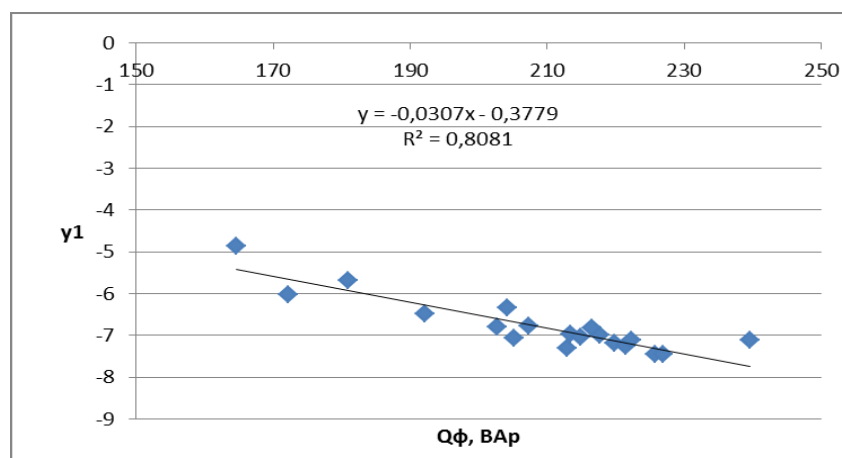


Рис. 4.16 – Кореляційна залежність Q_{ϕ} від значення кута зсуву між основною гармонійною складовою струму та напруги

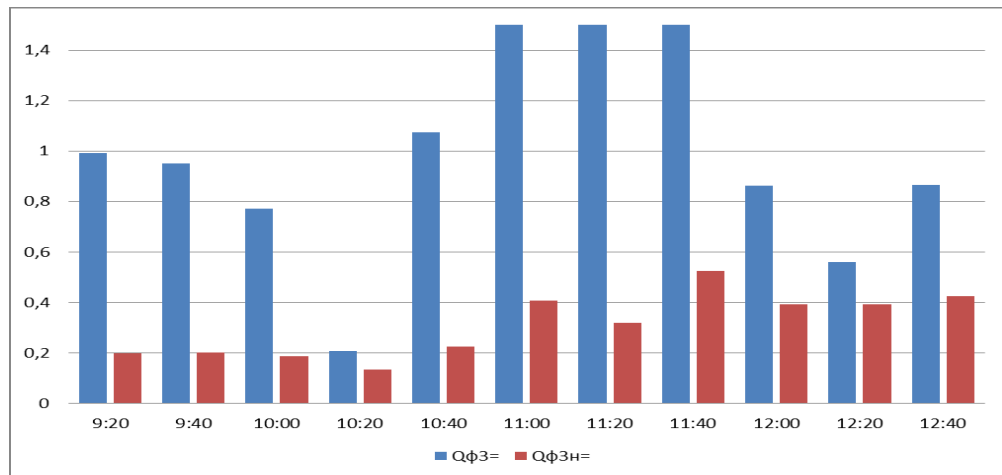


Рис.4.17 – Зміна несиметричної складової та повної Q_{ϕ} в часі для 3-ф системи



Рис. 4.18 – Величина несиметричної складової по відношенню до зміни повної реактивної потужності в часі

Подальший аналіз можливих причин виникнення несиметрії (на основі виміряних складових енергетичних процесів) показав, що саме СЕС є винуватцем несиметрії у даній системі, адже спосіб, у який скомутовано фотоелектричні модулі для подання необхідного рівня напруги та потужності, вимагає значної кількості самих модулів. Водночас кожен з модулів не в змозі видати однакове значення напруги та потужності фізично, а також отримує різну кількість сонячної інсоляції (причиною того є ККД одиничних ФЕ

модулів та їхня географічна віддаленість один від одного з можливим частковим затіненням деяких ФЕ модулів). На кожен з фаз на стороні змінної напруги було підключено декілька інверторних груп зі значної кількістю скомутованих між собою фотоелектричних модулів, що і викликало несиметрію в даній системі. Для забезпечення нормованих значень ПЯЕ та підвищення якості електропостачання споживачів від даної електростанції було передано рекомендації щодо використання додаткових КП, у т.ч. і симетрувальних пристроїв на основі пристроїв силової електроніки.

4.4 Рекомендації щодо підвищення рівня якості електропостачання у локальних системах з джерелами розосередженої генерації

Описана в пункті 4.1 методика була використана при виконанні комплексу досліджень з аналізу режимів роботи систем з елементами розосередженої генерації, з використанням пристроїв силової електроніки, а також досліджено вплив елементів розосередженої генерації на стабільність, надійність та якість електроенергії в зазначених системах.

Розроблено та впроваджено методологічні засади проведення інструментальних обстежень в системах з елементами розосередженої генерації, які дозволяють здійснювати: аналіз впливу елементів розосередженої генерації на стійкість роботи системи; аналіз впливу елементів розосередженої генерації на якість електричної енергії в системі; визначення дольового внеску спотворень, що вносять в систему різномірні джерела енергії.

Отримані результати використовуються ЧАО «Ферротрейдинг» при оцінці ефективності роботи систем електропостачання, що містять пристрої СЕ, а саме: пристрої регулювання (компенсації) реактивної потужності, що підключаються паралельно в мережу; пристрої регулювання параметрів мережі (опору мережі), що підключаються послідовно в мережу; комбіновані пристрої, що включають в собі особливості перших двох груп пристроїв; пристрої обмеження струмів короткого замикання; перетворювачів струму.

Елементи запропонованої методики оцінювання енергетичних процесів також було використано при розробці проектної документації, у т. ч. виборі кількості та параметрів фільтро-компенсуючих пристроїв для будівництва наземного комплексу (НК) космічного ракетного комплексу (КРК) «ЦИКЛОН - 4» (Розташування об'єкта: пусковий центр в м. Алкантара, штат Мараньяо, Федеративна Республіка Бразилія. Генеральна проектна організація: Державне підприємство МО України «Центральний проектний інститут», Україна).

Метою даного проекту є реалізація україно-бразильської космічної програми, початок якої закладено з підписанням Рамкової угоди від 18 листопада 1999 року, основним завданням якого є створення сучасного конкурентоспроможного космодрому із застосуванням надійного ракетоносія (РН) «Циклон-4» і переваг місця його розташування в екваторіальній зоні на березі Атлантичного океану Бразилії.

Під час реалізації проекту успішно реалізовано наступні результати досліджень:

- аналіз особливостей та розробка рекомендацій щодо використання активних фільтрів, стабільності їх роботи в системах електроживлення з розосередженою генерацією;

- аналіз основних напрямків застосування та схемо-технічних способів використання пристроїв силової електроніки та розробка рекомендацій для побудови інтелектуальних енергетичних мереж на основі технологій Smart Grid;

- аналіз напрямків впровадження елементів гнучкої передачі в системах електроживлення з розосередженою генерацією на базі пристроїв FACTS;

- аналіз техніко-економічних характеристик функціонування пристроїв силової електроніки в сучасних локальних системах електроживлення з розосередженою генерацією;

- аналіз стабільності та надійності режимів роботи елементів локальних систем електроживлення з розосередженою генерацією.

Дані дослідження були використані при розробці та проектуванні електричних мереж та виборі фільтро-компенсуючого обладнання зон технічного та стартового комплексів космічного ракетного комплексу «Циклон-4» у Федеративній республіці Бразилія, Алкантара.

Вся система була проаналізована на основі моделей в середовищі Matlab. Для одержання основних характеристик систем з пристроями SE використовуються різні моделі, що відрізняються в основному блоками вимірювання та запису результатів вимірювання в робочий простір Matlab. Під час цього сам інвертор, його блок живлення, керування й навантаження залишаються без змін, вони представлені на рис. 4.19. Блок Subsystem представлено на рис. 4.20.

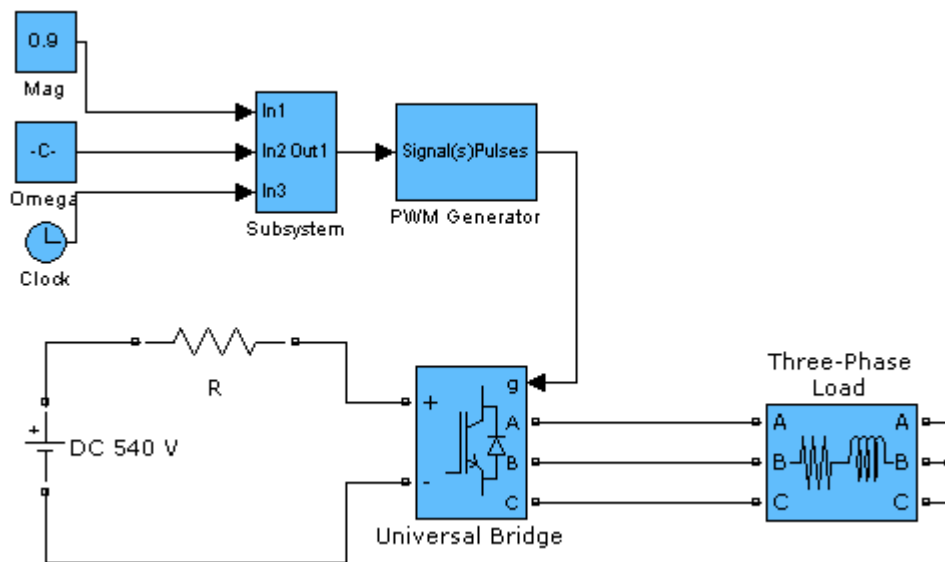


Рис. 4.19 – Модель інвертора

Підсистема утворюється шляхом збирання у модельному вікні схеми (рис. 3) без входних та вихідних портів (In та Out відповідно). Блоки **Fcn**, **Fcn1**, **Fcn2** обчислюють модулюючі сигнали керування транзисторами у плечах A, B, C інвертора відповідно за виразами (3)-(5):

$$u(1) * \sin(u(2) * u(3)); \quad (3)$$

$$u(1) * \sin(u(2) * u(3) - 2 * \pi / 3); \quad (4)$$

$$u(1) * \sin(u(2) * u(3) + 2 * \pi / 3). \quad (5)$$

Пилкоподібна напруга несучої частоти, що генерується блоком Control System, має амплітуду 1 В. Тому величина сигналу блока Meg дорівнює коефіцієнту модуляції інвертора [див. (1)]. На вхід блока Subsystem (рис. 1) подано три сигнали:

- $u(1)$ – амплітуда моделюючої напруги (блок Mag);
- $u(2)$ – кутова частота модулюючої напруги $\omega = 2\pi f$, де $f = 25$ Гц (блок Omega);
- $u(3)$ – поточний час (блок Clock).

У всіх моделях крок дискретизації (Max Step Size = $1e-4$).

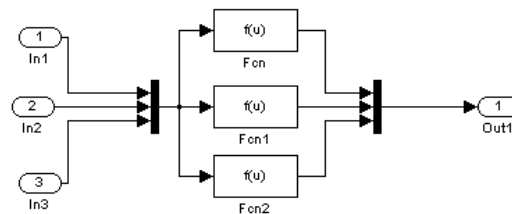


Рис. 4.20 – Модель підсистеми

Квазіусталені процеси є основою для вивчення фізичних явищ в інверторі для реалізації спектрального аналізу й, зрештою, одержання основних аналітичних співвідношень для розрахунків статичних характеристик. Модель для отримання електромагнітних квазіусталених процесів і спектрального аналізу представлена на рис. 4.21

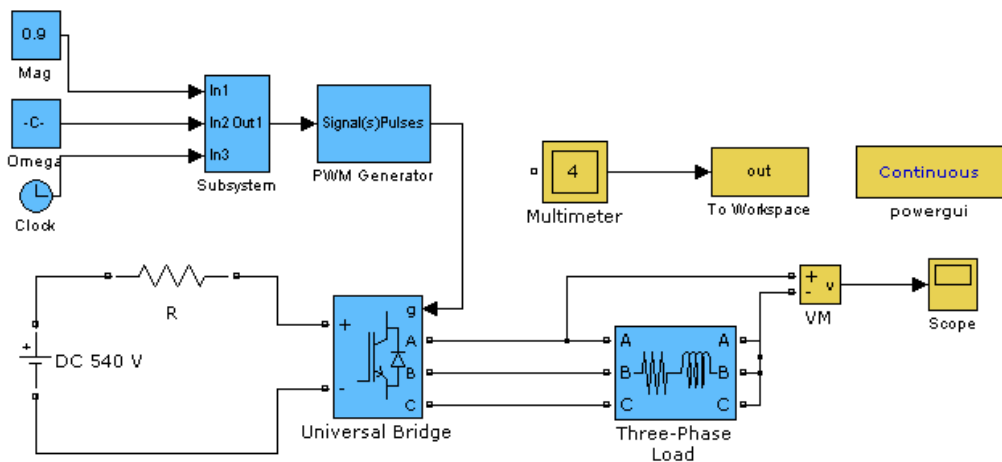


Рис. 4.21 – Модель для отримання характеристик електромагнітних квазіусталених процесів

Напругу на фазі A навантаження і його спектр, отримані під час настроювання осцилографа за допомогою блока Powergui, представлені на рис. 4.22. Ширина імпульсу змінюється за синусоїдальним законом з частотою 25 Гц, коефіцієнт модуляції $m = 0,9$. Опір ($r = 0,1$ Ом), включений в коло джерела живлення, моделює внутрішній опір джерела та дає змогу виміряти струм джерела блоком Multimeter. Цей блок послідовно вимірює струм навантаження, струм у напівпровідникових ключах $SW1$, $SW2$ плеча A інвертора та струм у ланцюзі живлення.

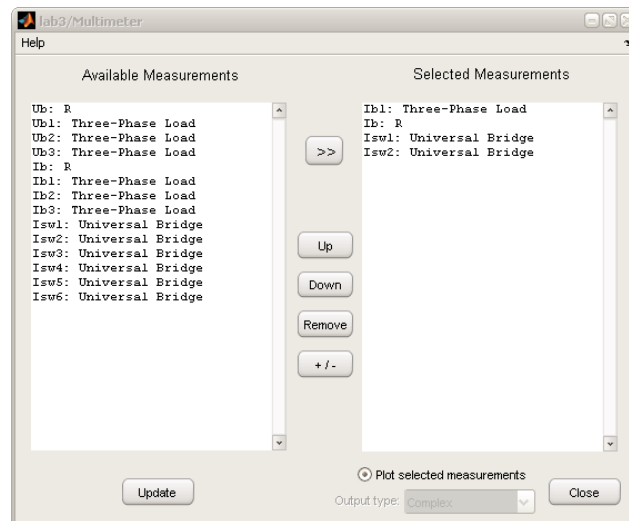


Рис. 4.22 Вікна настроювання блоків Multimeter

Гармонічні складові фазної напруги на виході інвертора представлено на рис. 4.23. Відповідні настроювання FFT Analysis представлено на рис. 4.5

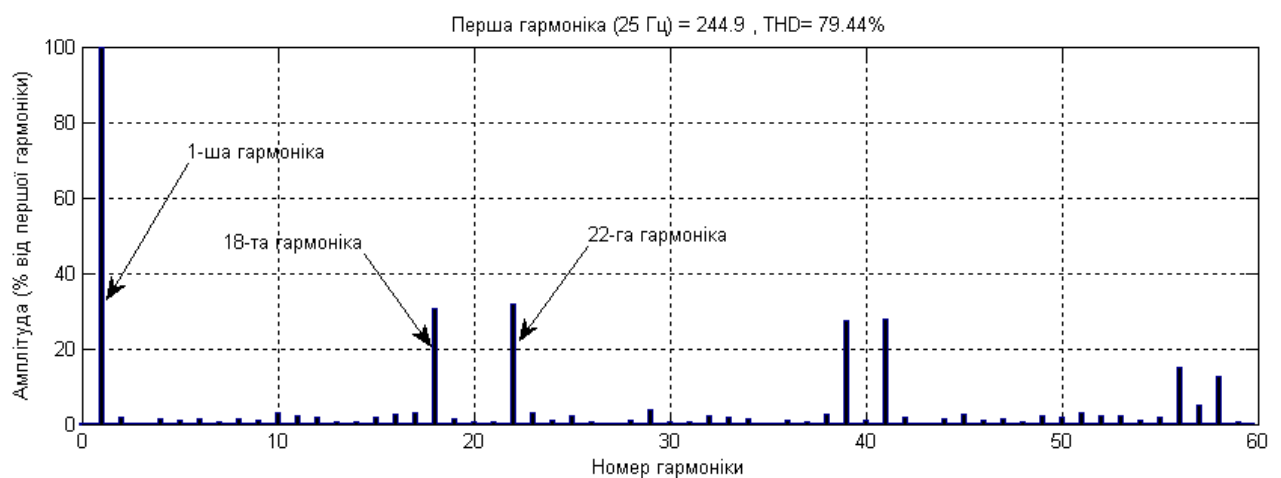
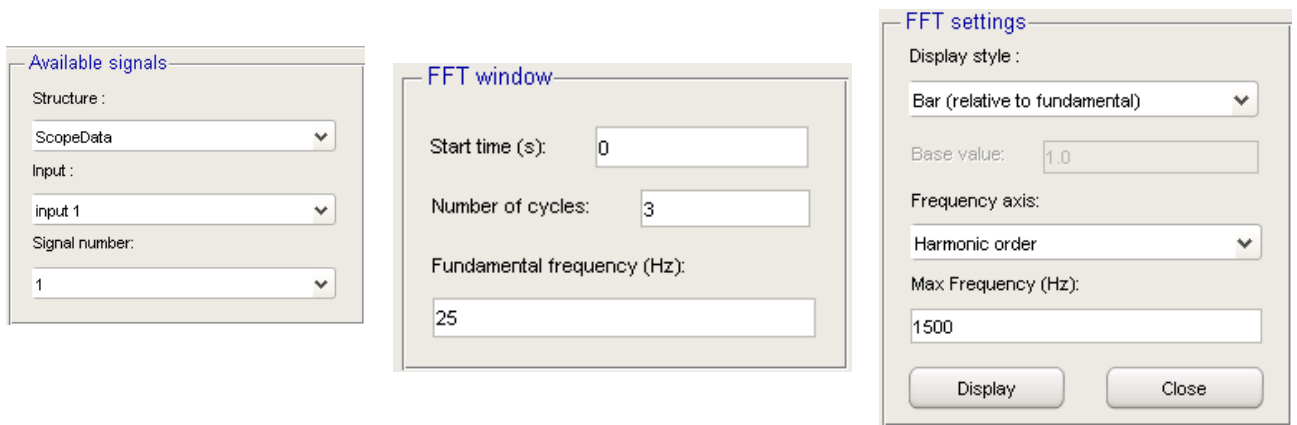


Рис. 4.23 Гармонічні складові фазної напруги на виході інвертора



a

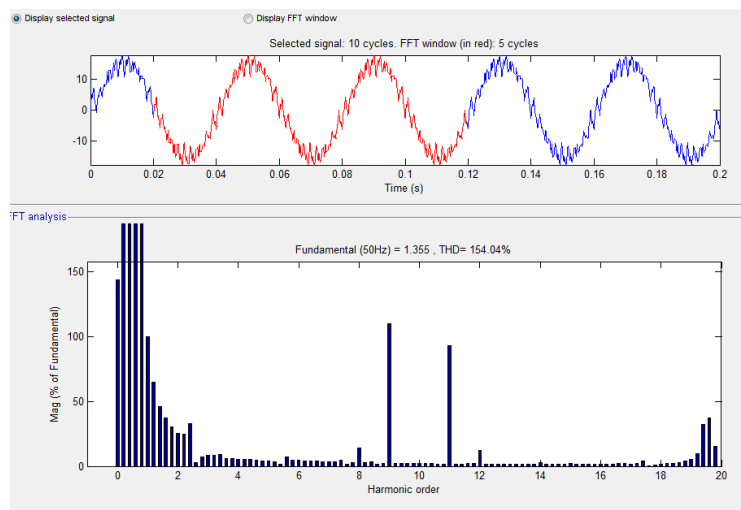
б

в

Рис. 4.24 Вікна налаштування FFT Analysis

З рис. 4.24 випливає, що спектр напруги містить основну частоту модуляції (25 Гц) і бокові частоти, що розташовуються праворуч і ліворуч від гармонік, кратних відношенню несучої частоти (500 Гц у нашому випадку) до частоти модуляції.

Результати моделювання записуються в робочий простір блоком To Workspace та відображені на рис. 4.25:



Фаза А

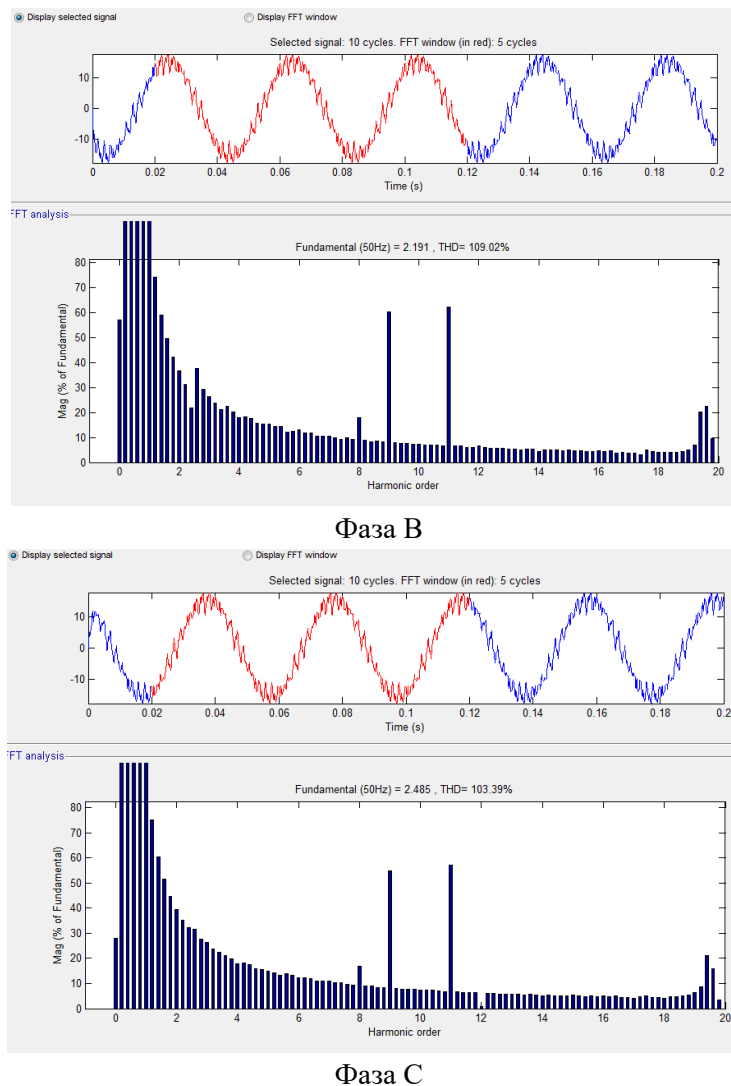


Рис.4.25 – Спектри напруги у кожній з фаз досліджуваної системи

При оцінюванні енергетичних процесів у фрагментах електричних мереж КРК «ЦИКЛОН-4» у ФР Бразилії (акт впровадження від 13.09.2012) було побудовано моделі фрагментів означених мереж та проаналізовано залежності величин обмінних потужностей від зміни параметрів навантажень (рис. 4.26) у перетинах зазначених мереж представлених еквівалентними характеристиками $\{G\}$ - $\{2N\}$, розрахованими з виразу (3.8) при відсутності та наявності вищих гармонік струму та напруги і значеннями K_p : 0,5; 0,15; 0,25.

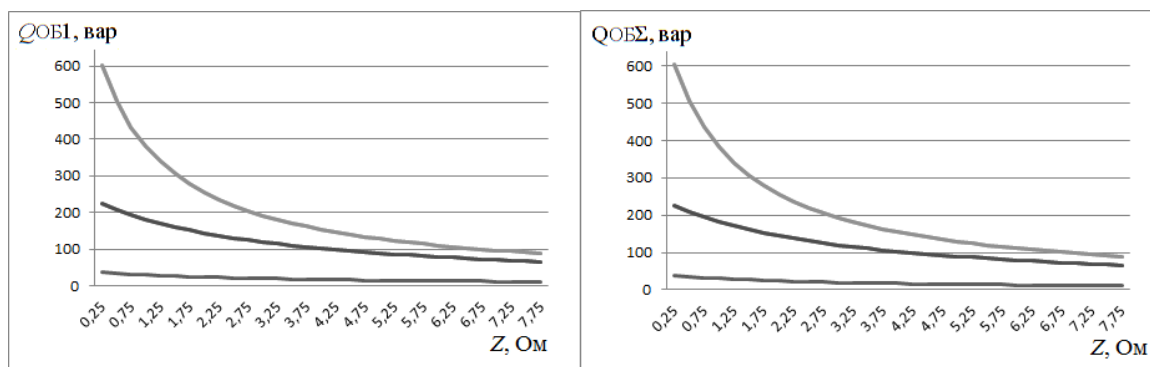


Рис. 4.26 – Функціональні залежності а - $Q_{OB}^I(Z_1)$, б - $Q_{OB}^\Sigma(Z_1)$

Запропоновані методичні засади були використані як елементи концепції «Інтелектуальне місто», запропонованої у співавторстві та впровадженої в м. Мукачево й у навчальному процесі кафедри електропостачання НТУУ «КПІ»; зокрема, методичне забезпечення представлено у навчальному посібнику «Основи електротехніки та електропостачання».

Сучасна концепція формування інтелектуального міста (енергетичної складової) передбачає реконструкцію та модернізацію інфраструктури міста з принципово новими можливостями централізованого керування енергетичними та інформаційними потоками, використання НВДЕ, новим рівнем сервісів та безпеки у секторі житлово-комунального господарства.

З точки зору еволюції інтелектуальних мереж спочатку було запропоновано концепцію розосередженої генерації, яка передбачала установку відносно малопотужних генераторів у безпосередній близькості до споживачів. Концепція розосередженої генерації потім розвинулася у концепцію інтелектуальний облік. Поєднання елементів концепції розосередженої генерації та інтелектуального обліку зумовило появу концепції «розумний будинок», що став інтегрованим відображенням можливостей Smart Grid в перші роки XXI ст. Виникнення сучасної концепції Smart Grid зумовлено факторами: технологічний прогрес, зростання вимог споживачів; зниження надійності; зміни на ринку; підвищення вимог у сфері енергоефективності та екологічної безпеки.

Реалізації впровадженої концепції «інтелектуальне» місто забезпечить:

підвищення рівня надійності енергопостачання; зменшення рівня комерційних та технічних втрат енергоресурсів; здійснення централізованого та оперативного управління енергопотоками; якісне підвищення рівня життя, урізноманітнення та зростання обсягів послуг у секторі ЖКГ; оновлення та реконструкція існуючих інженерних мереж; інтелектуальні та гнучкі розподільні електричні мережі з відкритою архітектурою, здатні взаємодіяти зі споживачами, в реальному часі надаючи всю необхідну інформацію щодо навантаження енергосистеми та якість електроенергії; можливість централізованого збору різноманітної інформації щодо енерго- та ресурсоспоживання, її оперативної обробки, надання результатів у вигляді, який є необхідним для керування попитом; підвищення рівня безпеки міста; впровадження комплексу нових комерційних послуг для населення; впровадження комплексу нових соціальних програм; розкриття нових телекомунікаційних можливостей; визначення базового рішення для розвитку принципово нових сфер діяльності та залучення інвестицій у розвиток економіки міста. Особливо важливими, як в теоретичному так і в практичному плані для міста Мукачеве були результати, отримані в ході досліджень:

- аналіз особливостей та розробка рекомендацій щодо використання активних фільтрів, стійкості їх роботи в системах електропостачання міста Мукачеве;

- аналіз напрямків впровадження елементів гнучкої передачі в системах електропостачання на базі пристроїв FACTS;

- аналіз техніко-економічних характеристик функціонування пристроїв силової електроніки в сучасних умовах ;

- аналіз стійкості та надійності режимів роботи елементів систем з елементами розосередженої генерації.

Висновки.

1. На основі запропонованої у роботі розширеної множини показників та критеріїв оцінювання стабільності та надійності ЛЕС з РГ, запропоновано методику оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів у локальних електротехнічних системах з джерелами розосередженої генерації, котра дає змогу комплексно охопити особливості функціонування окремих елементів ЛЕС з джерелами РГ та їхньої взаємодії з загальною електричною мережею.

2. За рахунок використання алгоритмів та методів розрахунку показників та критеріїв оцінювання стабільності та надійності ЛЕС з РГ, вдосконалено методику проведення електричних обстежень; котра дала змогу оцінити стабільність і надійність у МРЕМ м. Мукачево, а також визначити потенціал підвищення енергоефективності на рівні 20% .

3. В ході аналізу даних, отриманих під час інструментального обстеження на Слободо-Бушанській СЕС, було виявлено, що для трифазної системи значним фактором впливу на значення повної потужності є складова несиметрії реактивної потужності за Фризе, котра в окремі періоди вимірювань сягала більш як 38% від значення реактивної потужності за Фризе без урахування несиметрії; що дало змогу сформулювати та передати рекомендації щодо встановлення додаткових КП та симетруючих пристроїв на об'єкті, де проводилися вимірювання.

4. Методики розрахунку, а також показники та критерії, запропоновані у даній роботі, впроваджено на виробництві, а також у навчальний процес, довідки та акти впровадження наведено у додатках.

ВИСНОВКИ

У даній монографії розв'язано актуальну задачу оцінювання режимів роботи ЛЕС із джерелами РГ та визначення винуватця порушення стабільності та надійності функціонування зазначених систем, що передбачає розробку нових методів, практичних рекомендацій та алгоритмів, реалізація яких дає змогу знайти найбільш ефективні рішення у процесі реформування та розвитку галузі. Основні результати дисертаційної роботи:

1. Здійснено комплексний аналіз структури та режимів локальних електротехнічних систем з джерелами розосередженої генерації, який показав, що існуючі методи не дають змоги враховувати всі усталені режими ЛЕС з джерелами РГ та структуру генерації у виділених системах й існує необхідність розробки додаткових показників та критеріїв для оцінювання режимів у ЛЕС з РГ.

2. Запропонований метод оцінювання надійності локальних електротехнічних систем з джерелами РГ дає змогу визначити оптимальні значення розрахункових показників надійності для таких систем (при значенні $NPV > 0$ для більшості коефіцієнтів C_{opt} отримаємо значення $NRI_{LES} < 1$) та є універсальним по відношенню до всіх показників, наведених у стандарті IEEE 1366.

3. Вдосконалений метод оцінювання енергетичних процесів дає змогу враховувати особливості структури ЛЕС та параметрів різнорідних джерел РГ при спільному і роздільному їх функціонуванні з системою централізованого електропостачання, та скоротити час розрахунків на 18% при оцінюванні енергетичних процесів у виділених системах.

4. Вдосконалена методика проведення енерготехнологічних обстежень ЛЕС з джерелами РГ дає змогу проводити якісну оцінку енергетичних процесів таких систем з урахуванням параметрів процесів та режимів функціонування означених систем, її використання у МРЕМ м. Мукачево визначило потенціал енергоефективності на рівні 20%.

5. Запропонована у роботі множина показників оцінювання якості

електропостачання та ефективності регулювання енергетичних процесів, узгоджена з показниками і режимами централізованих систем електропостачання та електронних систем, дає змогу урахувати типи структури локальних електротехнічних систем та алгоритми функціонування в них різномірних традиційних і відновлюваних джерел РГ (при її апробації значення реактивної потужності у 1,38 рази перевищувало розраховане класичним методом за рахунок урахування несиметричних складових).

6. Наведений у роботі спосіб оцінювання обмінних процесів у локальних електротехнічних системах дає змогу виявити вузли генерації та/або навантаження, які вносять найбільшу величину спотворень у характеристики енергетичних процесів усталених режимів у перетинах локальних електротехнічних систем та визначити допустимі режими функціонування виділених систем на основі оцінки інтенсивності протікання в них обмінних процесів.

7. Запропоновані в роботі способи оцінювання якості електропостачання включають спосіб візуалізації енергетичних процесів в електротехнічних системах, що ґрунтується на сформованій в роботі системі критеріїв та показників, а також на особливостях побудови енергетичних профілів, які дають змогу виконувати задачу оцінювання енергетичних процесів у локальних електротехнічних системах з джерелами РГ у багатокритеріальній постановці. Так при значенні всіх нормалізованих коефіцієнтів $K_i < 1$ можна зробити висновок про відповідність параметрів енергетичних процесів та режимів нормативним вимогам.

8. Отримані результати роботи знайшли практичне застосування при проектуванні наземного космічного ракетного комплексу КРК «ЦИКЛОН-4» у ФР Бразилії (зменшено проектну потужність КП на 8%), у МРЕМ м. Мукачево, у ПАТ «Ферротрейдинг» м. Запоріжжя як елементи концепції «Інтелектуальне місто», запропонованої у співавторстві та впровадженої в м. Мукачево й у навчальному процесі кафедри електропостачання НТУУ «КП».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Денисюк С.П. Аналіз надійності роботи компенсаторів в системах електроживлення з нелінійним нестационарним навантаженням [Текст] / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2010. – Спец. вип. – С. 91–98.
2. Денисюк С.П. Аналіз якості енергетичних процесів в системах електроживлення з нелінійними нестационарними елементами [Текст] / С.П. Денисюк, Є.В. Сафроненко, Д.Г. Дерев'янка // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 7–11.
3. Забезпечення надійності функціонування та стійкої роботи інтелектуальних енергетичних систем [Текст] / С.П. Денисюк, П.Й. Тарасевич, О.В. Сподинський, Д.Г. Дерев'янка // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2010. – Вип. 27. – С. 27–33.
4. Денисюк С.П. Оптимізація режимів електропостачання в локальних системах з розосередженою генерацією [Текст] / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка, П.С. Колесник // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2011. – Спец. вип. – С. 30–37.
5. Денисюк С.П. Особливості застосування систем гнучкої передачі змінного струму (FACTS) в сучасних електроенергетичних мережах [Текст] / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2011. – № 1. – С. 29–37. – ISSN 1813-5420.
6. Дерев'янка Д.Г. Особливості оцінки стійкості та надійності роботи локальних систем з розосередженою генерацією [Текст] / Д.Г. Дерев'янка // Гірництво. – 2012. – № 21. – С. 28–32. – ISSN 2079-5688.
7. Денисюк С.П. Особливості аналізу впливу завад від різномірних типів джерел розосередженої генерації на процеси в навантаженнях [Електронний ресурс] / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка, К.Ю. Щербань // Журнал інженерних наук. – 2014. – Т. 1, № 2. – С. В1–В7. – Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/VSU_tekh_2014_1_2_8

8. Денисюк С.П. Оцінка ефективності сумісної роботи розосереджених джерел генерації електроенергії, включаючи відновлювальні, в електроенергетичних системах [Текст] / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк, Д.Г. Дерев'янка // Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. – 2013. – № 3(80). – С. 54–59.

9. Main features of the stability and reliability enhancement of electricity grid with DG in Ukraine based on IEEE standards [Text] / O.V. Kyrylenko, R. Strzelecki, S.P. Denysiuk, D.G. Derevianko // Технічна електродинаміка. – 2013. – № 6. – С. 46–50.

10. Денисюк С.П. Особливості оцінки якості електропостачання локальних електротехнічних систем з розосередженою генерацією [Текст] / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка, К.Ю. Суменко // Гірництво. – 2015. – № 27. – С. 90–97.

11. Денисюк С.П. Аналіз електромагнітної сумісності елементів систем електропостачання при змінних параметрах генератора та навантажень [Текст] / С.П. Денисюк, О.Б. Рибіна, Д.Г. Дерев'янка // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2010. – Спец. вип. – С. 30–37.

12. Реалізація концепції інтелектуальне місто (енергетична складова) [Текст] / Т.М. Базюк, Д.Г. Дерев'янка, О.В. Бориченко, І.П. Радиш // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2013. – Спец. вип. – С. 47–57.

13. Дерев'янка Д.Г. Особливості оцінки запасу стійкості локальних систем з різнорідними джерелами генерації [Текст] / Д.Г. Дерев'янка // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2013. – Спец. вип. – С. 15–19.

14. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір «Концепція формування інтелектуального міста (енергетична складова)» / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк, Д.Г. Дерев'янка. – № 49397; заявл. 28.03.2013; зареєстр. 30.05.2013.

15. Дерев'янка Д.Г. Аналіз впливу сонячних електростанцій на показники якості електричної енергії [Електронний ресурс] / Д.Г. Дерев'янка, В.В. Мирошніченко // Енергетика. Екологія. Людина. Наукові праці НТУУ

«КПІ», ІЕЕ / Зб. тез доповідей – 2013. – С. 439–445. – Режим доступу до журн. : <http://en.iee.kpi.ua/files/2013/konference2013.pdf>.

16. Мирошніченко В.В. Особливості оцінки стійкості та ЕМС роботи локальних систем з розосередженою генерацією [Електронний ресурс] / В.В. Мирошніченко, Д.Г. Дерев'янка // Енергетика. Екологія. Людина. Наукові праці НТУУ «КПІ», ІЕЕ / Зб. тез доповідей. – 2012. – С. 198–204. – Режим доступу до журн. : <http://en.iee.kpi.ua/files/2012/konference2012.pdf>.

17. Денисюк С.П. Особливості оцінки стійкості, надійності живлення та рівня ЕМС в системах живлення електрифікованого транспорту [Електронний ресурс] / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка, В.В. Мирошніченко // Електрифікація транспорту. - 2012. - № 3. - С. 53-56. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/eltr_2012_3_12

18. Дерев'янка Д.Г. Багатокритеріальна оцінка якості електропостачання локальних електротехнічних систем з розосередженою генерацією [Текст] : Зб. тез допов. міжнар. наук.-практ. конф. [«Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2015»], (19–21 травня 2015 р., м. Київ) / Д.Г. Дерев'янка / НТУУ «КПІ». – 2015. – С.28–29.

19. Новый подход к измерению электрической мощности /М.В. Агунов, А.В. Агунов, Н.М. Вербова. // Пром. энергетика. – 2004. – № 2. – С. 30–33.

20. Баланс энергий в электрических цепях / В.Е. Тонкаль, А.В Новосельцев, С.П. Денисюк, В.Я Жуйков [и др.] //К.: Наук. Думка. – 1992. – 312 с.

21. Береговський В.З., Адаптивне енергоефективне керування перетворювачами електричної енергії з урахуванням режиму споживання / В.З. Береговський, Ю.С. Петергеря // Техн. електродинаміка. Темат. випуск “Силова електроніка та енергоефективність”. –2001. – Ч.3. – С.27–29.

22. Вагин Г.Я. О методах определения расчетных электрических нагрузок промышленных предприятий // Промэлектро. – 2007. – № 3. – С. 48–52.

23. Вагин Г.Я. Построение систем электроснабжения промышленных предприятий с учетом электромагнитной совместимости электроприемников //

Пром. енергетика. – 2005. – № 2. – С. 38–43.

24. Відновлювальні джерела енергії у локальних об'єктах / Ю.І. Якименко, Є.І. Сокол, В.Я. Жуйков, Ю.С. Петергеря, О.Л. Іванін. – К.: ІВЦ „Політехніка”, 2001. – 114 с.

25. Воробьёв С.Ю. Вопросы повышения надёжности работы энергосистем/ Воробьёв С.Ю.// Энергетик. – 2006. – №3.

26. Ворожихин В.В. Роль распределенной энергетики в России / Ворожихин В.В. // Электрика. - 2009. - № 2. - С. 25-26.

27. Выдмыш А.А., Выравнивание графика нагрузки систем электропривода электромеханическими накопителями компенсаторами./ [А.А. Выдмыш, Д.И. Родькин, А.П. Черный, Т.В. Величко] // В кн. "Проблемы автоматизированного электропривода. Теория и практика Труды науч.-техн. Конф., Крым, Алушта, 15-20 сент. 1997 г. Харьков издательство «Основа» ". С. 127-131.

28. К вопросу об определении фактического вклада потребителя в искажение параметров качества электрической энергии / С.И. Гамазин, В.А. Петрович // Электрика. – 2002. – № 7.

29. Гамазин С.И., Петрович В.А., Никифорова В.Н. Определение фактического вклада потребителя в искажение параметров качества электрической энергии // Промышленная энергетика. – 2003. – № 1.

30. Сравнение методов оценки фактического вклада субъектов электрических сетей в ухудшение качества электрической энергии / В.М. Геворкян, П.В. Трошин // Пром. энергетика. – 2008. – № 7. – С. 46–50.

31. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Взамен ГОСТ 13109-87: Введ. 18.06.99. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1999. – 30с.

32. Денисюк С.П. Аналіз взаємного впливу елементів системи електроживлення з перетворювачами / С.П. Денисюк // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб.наук.праць. – К.: ІЕД НАНУ, 2007. – № 2 (17). – С. 13 – 17.

33. Денисюк С.П. Аналіз процесів енергообміну в системах з пристроями силової електроніки/ С.П. Денисюк //Техн. електродинаміка. Темат. вип. “Проблеми сучасної електротехніки”. – Ч. 8. – 2000. – С. 15 – 28.
34. Денисюк С.П. Загальні властивості енергетичних характеристик систем з перетворювачами електричної енергії / С.П. Денисюк // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Електроенергетика. – Київ: ІЕД НАНУ, 1999. – С. 46 – 59.
35. Денисюк С.П. Оптимизация электропотребления для энергосбережения в системах с преобразователями / С.П. Денисюк // Пробл. Энергосбережения – 1994. – № 2–3. – С. 81 – 88.
36. Загальні положення енерготехнологічного обстеження систем електроживлення з перетворювачами електричної енергії: методичні вказівки /[Денисюк С.П., Віхарєв Ю.О., Радиш І.П., Ковальов О.В.] – Реєстр. № М 00013184.4.004 –00, Київ, Держкоменергобереження України, 2000.
37. Денисюк С.П. Пріоритети в забезпеченні електромагнітної сумісності в електричних мережах України. / С.П. Денисюк, О.Б. Рибіна // Техн. електродинаміка. Темат. вип. "Проблеми сучасної електротехніки". – Ч.1, 2007. – С. 84 – 87.
38. Дорофеев В. В.,Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В. В. Дорофеев , А. А Макаров //Энергоэксперт, № 4, 2009, с. 28–31.
39. Дьяков А.Ф. Проблемы надёжности и безопасности электроснабжения потребителей / А.Ф. Дьяков. – Энергетик. – №2
40. Железко Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко // Электричество. – 1992. – № 5. – С. 6 – 12.
41. Закладний О.М. Сучасні методи регулювання якості електроенергії / О.М. Закладний, О.О. Закладний // Промелектро. – 2007. – № 2. – С. 25–30.
42. Зеленкова Л.И. Мониторинг качества электрической энергии в аспекте обеспечения энергетической безопасности / Л.И. Зеленкова // Электрика. – 2007. – № 4. – С. 24–28.

43. Икрамов Х.Д. Несимметричная проблема собственных значений. Численные методы. / Х.Д. Икрамов - М.: Наука, 1991.
44. Кириленко О.В. Особливості забезпечення електромагнітної сумісності в електричних мережах України / Кириленко О.В., Денисюк С.П., Рибіна О.Б. // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб.наук.праць. – К.: ІЕД НАНУ, 2007. – № 1 (16), Частина 1. – С. 27 – 30.
45. Кириленко О.В. Режимне застосування систем гнучких передач змінним струмом в енергосистемах / О.В. Кириленко, В.В. Павловський // Техн. електродинаміка. Тем. випуск. «Силова електроніка та енергоефективність». - 2007. -Ч. 1.-С. 88-91.
46. Кириленко О.В., Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л.М. Лук'яненко// Техн. електродинаміка. – 2011. – №1. – С.46–53.
47. Кобец Б.Б., Smart Grid. Концептуальные положения / / Б. Б . Кобец, И. О. Волкова // Энергорынок. - 2010. - № 3. - С. 66-72.
48. Курбацкий В.Г., Исследование электромагнитной обстановки объектов электроэнергетики и муниципального сектора/ В.Г. Курбацкий, А.В. Струмеляк // Электрика. – 2006. – № 11. – С. 29–37.
49. Куренный Э.Г. Метод парциальных реакций для анализа процессов на выходе линейных фильтров в моделях электромагнитной совместимости / Э.Г. Куренный, А.П. Лютый, Л.В. Черникова // Электричество. – 2006. – № 10. – С. 11–18
50. Лабунцов В. А., Компенсаторы неактивной мощности на вентилях с естественной коммутацией / В. А. Лабунцов, Е.Е. Чаплыгин // Электричество.–1996,-№9,-с,55-59
51. Лазуренко А.П. Новый подход к классификации потребителей электрической энергии / А.П. Лазуренко, Д.С. Лисичкина, Г.И. Черкашина // Світлотехніка та електроенергетика. – 2008. – № 1. – С. 76–79.
52. Луктин Б.В. Силовые преобразователи в электронике ,ТПУ / Б.В. Луктин, С.Г. Обухов. – Томск ,2006.

53. Никифорова В.Н. Метод определения фактического вклада субъекта, имеющего искажающие электроприемники, обусловившие несоответствие показателей качества электрической энергии / В.Н. Никифорова, А.Н. Лушнова // Технологии ЭМС. – 2002. – № 1(4).

54. Праховник А.В. Стан та перспективи інтеграції децентралізованої генерації в єдину систему енергопостачання / А.В. Праховник, О.В. Кулик – 2006. – с. 39 – 42.– (Праці ІЕД НАНУ спец. Випуск).

55. Праховник А.В. Энергетика устойчивого развития регионов / [А. В. Праховник, В. А. Попов, Е. Н. Иншеков, А. В. Волошко] –Київ, НТУУ «КПІ». – 2008. – №2. – С. 3-9.– (Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія»).

56. Розанов Ю.К. Современные методы регулирования качества электроэнергии средствами силовой электроники / Ю.К. Розанов // Электротехника. – 1999. – № 4. – С. 28–32.

57. Савченко П.І. Економічна ефективність застосування технічних засобів підвищення якості електричної енергії / П.І. Савченко, І.М. Трунова // Енергетика та електрифікація. – 2002. – № 7. – С. 37–39.

58. Смирнов С.С. Вклад потребителя в уровни напряжения высших гармоник в узлах электрической сети / С.С. Смирнов, Л.И. Коверникова // Электричество. – 1996. – № 1. – С. 58–64.

59. Стогній Б.С. Підвищення пропускної здатності «слабких» перетинів енергосистем з використанням технології ГПЗС (FACTS) / [Б.С. Стогній , О.В. Кириленко, ВВ. Павловський, А.В. Левконюк] // Техн. електродинаміка. - 2009. -№2.-С. 63-68.

60. Супронович Г. Улучшение коэффициента мощности преобразовательных установок. / Г. Супронович – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 136 с.

61. Тигунцев С.Г. Определение и учет вклада потребителя в качество электрической энергии / С.Г. Тигунцев, И.И. Луцкий // Промышленная энергетика. – 2003. – № 7. – С. 40–45.

62. Трунова И.М. Совершенствование методики расчета размера компенсации потребителям некачественной электрической энергии / И.М. Трунова, Н.М. Черемисин // Электрические сети и системы. – 2003. – № 1. – С. 48–51.
63. Тузлукова Е.В. Развитие методов анализа динамически свойств энергосистем на основе решения частичной проблем собственных значений: Автореф. ... канд. техн. наук. / Е.В. Тузлукова — М МЭИ, 2004.
64. Шакарян Ю.Г. Технологическая платформа Smart Grid (основные средства)/ Ю.Г. Шакарян, Н.Л. Новиков // Энер-гоэксперт. - 2009. - № 4. - С. 42-49.
65. Воропай Н. И. Надежность систем электроснабжения. / Новосибирск. – Наука. – 2006.
66. Тягунов М.Г. Развитие энергетики возобновляемых источников на основе типовых гибридных комплексов в распределенных энергосистемах / Инноватика и экспертиза.- 2012. - выпуск 2 (9). - С. 91-97
67. "Summary Report: 2012 DOE Microgrid Workshop," DOE EERE, Chicago, 2012.
68. «Grids 2030». A National Vision for Electricity's Second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy, 2003.
69. «Smart Grids – European Technology Platform for Electricity Networks of the Future», 2005.
70. A. Chaurey and T. C. Kandpal, "Assessment and evaluation of PV based decentralized rural electrification: An overview," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 14, pp. 2266-2278, 2010.
71. Ackerman T. Interaction between distributed generation and the distribution network / T. Ackerman, V. Knyazkin // Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific IEEE/PES. – 2000. – Vol. 2. – P. 1357–1362.

72. Ackermann T. Distributed generation: a definition / T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder. // *Electric Power Systems Research*. – 2001. – Vol. 57. – P. 195–204.
73. Ahmed W. Optimization of Electric Power Distribution Using Hybrid Simulated Annealing Approach / W. Ahmed, A.F. Sheta // *American Journal of Applied Sciences*. – 2008. – Vol. 5. – P. 559 564.
74. Ajarapu V. Computational techniques for voltage stability assessment and control. V. Ajarapu – Springer. 2006. - 250 p.
75. Amin, S. Massoud and Wollenberg, Bruce F., “Toward a smart grid”, *IEEE PES Power and Energy Magazine*, Vol. 3(5), Sept/Oct. 2005, pp. 34-41.
76. Baggingi A.B. Handbook of Power Quality / A.B. Baggingi // Chichester, England; Hoboken, NJ: John Wiley & Sons. – 2008. – 642 p.
77. Benysek G. Improvement in the Quality of Delivery of Electrical Energy. / Benysek G.– Springer. – 2008.
78. Bossi. C. “Distributed generation with high penetration of renewable energy sources,” *Dispower*, Final Public Report, Laboratory Tests Case Studies and Field Experience, Kessel. / C. Bossi, T. Degner, and S. Tselepis. – Germany, 2006.
79. Cesi Ricerca DER Test Facility (DER-TF), Italy. – Режим доступа: <http://www.microgrids.eu/>.
80. Chambers A. Distributed generation: a nontechnical guide. PennWell. / Chambers A. – 2001. – 283 p.
81. Changchun Cai. General Dynamic Equivalent Modeling of Microgrid Based on Physical Background / Changchun Cai, Bing Jiang, Lihua Deng // *Energies* 2015, vol.8, pp. 12929–12948.
82. Chowdhury S.. Microgrids and Active Distribution, Networks / S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, P. Crossley // - London, UK, 2009.
83. CIGRE, International Council on Large Electricity Systems. – Режим доступа: <http://cigre.org/>
84. CIGRÉ. Working Group C6.22 Microgrids Evolution Roadmap, Microgrids 1: Engineering, Economics, & Experience, forthcoming.

85. Cutsem V. Voltage Stability of Electric Power Systems / V. Cutsem , T. Vournas, C. Kluwer. – Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. - 379 p.
86. Dolezal J. The effect of dispersed generation on power quality in distribution system / J. Dolezal, P. Sautarius , J. Tlustý // Quality and Security of Electric Power Delivery Systems.CIGRE/IEEE PES International Symposium. – 2003. – P. 204-207.
87. Dondi P. integration of distributed power generation Network / [P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, M. Suter // Journal of Power Sources 106. – 2002. – P. 1–9.
88. DTI, “Micro-generation strategy and low carbon buildings programme-consultation,” 2005.
89. Engineering recommendation G5/4-1. Planning levels for harmonic voltage distortion and the connection of non-linear loads to transmission systems and public electricity supply systems in the United Kingdom, 2005.
90. Engineering Recommendation G59/1 Recommendations for the connection of embedded generation plant to the regional electricity companies' distribution systems. Electricity Assoc. – 1991.
91. Esposito G., Golovanov N., Lazaroiu C., Zaninelli D. Impact of Embedded Generation on the Voltage Quality of Distribution Networks // Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU. – 2007. – Vol. 3. – № 1. - Режим доступа: http://www.leonardo-energy.org/webfm_send/1079.
92. European Committee for Electrotechnical Standardization. Electromagnetic compatibility (EMC). Environment. Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signaling in public medium-voltage power supply systems. EN 61000-2-12: 2003.
93. European standard EN 50160 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, CENELEC TC 8X, 2006.
94. Evolution of Power Systems into Smarter Networks O. P. Malik / Journal of Control, Automation and Power Systems, Vol. 24(1-2), April 2013, pp. 139-147

95. Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations. - 2003.
96. Flatabo N. Voltage Stability Condition in a Power Transmission System Calculated by Sensitivity Methods / N. Flatabo, R. Ognedal , T. Carlsen // IEEE Trans. – 1990. – Vol. 5. – №4. – Pp. 1286-1293.
97. G. Y. Morris, "A Framework for the Evaluation of the Cost and Benefits of Microgrids," 2012.
98. H. Farhangi, "The path of the smart grid," Power and Energy Magazine, IEEE, vol. 8, pp. 18-28, 2010.
99. H. Jiayi, et al., "A review on distributed energy resources and MicroGrid," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 12, pp. 2472-2483, 2008.
100. H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," IET Renewable Power Generation, vol. 2, pp. 123-138, 2008.
101. Hatziargyriou, Nikos, ed. Microgrids: Architectures and Control, IEEE Press, Wiley, 2014.
102. Hingorani N. G. Understanding FACTS. Concepts and of Flexible AC Transmission Systems./ Hingorani N. G., Gyugi L. – IEEE Press. – New York, 2000.
103. IEC 61000-1-1:1992. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 1: General, Secrit5n ft Application and interpretation of fundamental definitions and terms.
104. IEEE Standard 519-1992. Recommended Practices and Requirements Control in Electric Power Systems
105. Infield. D. "Integrating micro-generation into distribution systems—a review of recent research," / D. Infield. F. Li, / in Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES '08), pp. 1–4, July 2008.
106. International Energy Agency, Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. 2002.
107. J. P. Lopes, et al., "Defining control strategies for microgrids islanded operation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, pp. 916-924, 2006.

108. Jiayi H.. A review on distributed energy resources and MicroGrid / H. Jiayi, J. Chuanwen, X. Rong, / Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2008. - vol.12. - no.9, P.2465–2476,
109. K. Rajashekara, "Hybrid fuel-cell strategies for clean power generation, "IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 41, pp. 682-689, May-June 2005 2005.
110. Katiraei F. Microgrids management / F.Katiraei, R.Iravani, N.Hatziargyriou, A.Dimeas // IEEE Power and Energy Magazine. - 2008. - vol.6/ - no. 3, pp. 54–65,
111. Katiraei, F. C. Abbey, S. Tang, and M. Gauthier, "Planned islanding on rural feeders — utility perspective," Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE , vol., no., pp.1-6, 20-24 July 2008
112. Khadem S. K.. UPQC for power quality improvement in DG integrated smart grid network a review / S. K. Khadem, M. Basu, M. Conlon // International Journal of Emerging Electric Power Systems. - 2012. - vol.13,no.1.
113. Kodsi S KM., Cañizares C.A. Modeling and simulation of IEEE 14 bus system with facts controllers. Technical Report, University of Waterloo. -2003. - 54 p.
114. Kundur P. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions / [Kundur P., Paserba J., Ajarapu V. and other.] // IEEE Trans. On Pow. Sys. - 2004. - V. 19 - № 2. -P. 1387-1401.
115. Lasseter R. H.. Microgrid: a conceptual solution. / R. H. Lasseter, P. Paigi // in Proceedings of the IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC 04) - June2004. - pp.4285–4290.
116. Lê T. (1994) Active damping of resonances in power systems. / M Pereira, K Renz, G Vaupel, // IEEE Transactions on Power Delivery. - vol.9, no.2:1001- 1008

117. Lidula N. W. A. Microgrids research: a review of experimental microgrids and test systems. / N. W. A. Lidula A. D. Rajapakse // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2011. - vol.15. - no.1, pp.186–202.
118. M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 14, pp. 112-129, 2010.
119. Marnay, C., and O. Bailey, "The CERTS Microgrid and the Future of the Macrogrid," Berkeley Lab Report #LBNL-55281, 2004.
120. Marnay, Chris, and Judy Lai. "Serving Electricity and Heat Requirements Efficiently and with Appropriate Energy Quality via Microgrids," Electricity Journal vol. 25(9), Oct 2012.
121. Mithulananthan N. Distributed Generator Placement to Maximize the Loadability of Distribution System / N. Mithulananthan, O. Than // IJEE. – 2006. – Vol. 43. – P. 107 118.
122. Momoh J. Improving Power Grid Efficiency Using Distributed Generation / J. Momoh, G.D. Boswell // IEEE Power Systems Conference and Exposition. – 2006. – P. 295 - 300.
123. N. D. Hatziargyriou, A. G. Anastasiadis, J. Vasiljevska, and A. G. Tsikalakis, "Quantification of economic, environmental and operational benefits of microgrids," in 2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future, 2009.
124. N. Lidula and A. Rajapakse, "Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, pp. 186-202, 2011.
125. NRS-048-2, Electricity Supply – Quality of Supply Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods.
126. Olken, Mel, "Smart grid technology", IEEE PES 'The Power and Energy Magazine', Vol. 10(4), July/August, 2012, pp. 4-6.

127. Olulope P.K. Review of distributed generation, modeling and its impact on power system stability / [P.K. Olulope, S.P. Chowdhury, S. Chowdhury, K.A. Folly] // Power and Energy Systems. – 2009. – P. 193 199.
128. Peng F. (1993) Compensation characteristics of the combined system of shunt passive and series active filters. / F. Peng, H. Akagi, A. Nabae. // IEEE Transactions on Industry Applications. - vol.29. - no.1:144-152
129. Pepermans G. Distributed generation: definition, benefits and issues / G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W. D'haeseleer // Energy Policy. – 2005. – Vol. 33. – P. 787–798.
130. Pham T.T.H. New Challenges in power system restoration with large scale of dispersed generation insertion / T.T.H. Pham, Y. Besanger, N. Hadjsaid // IEEE Trans. on Power Systems. – 2009. – Vol. 24.
131. Pinto H.J.C.P.. Modal Analysis For Voltage Stability: Application at Base Case and Point of Collapse / [H.J.C.P. Pinto, N. Martins, X. Vieira and other.] // Bulk Power System Voltage Phenomena - HI Voltage Stability, Security & Control Conference, Davos, Switzerland. - 22-26 August 1994.
132. Purchala K., Belmans R., Exarchakos L., Hawkes A.D. Distributed generation and the grid integration issues. - Режим доступа: http://www.eusustel.be/public/documents_publ/WP/WP3/WP%203.4.1%20Distributed%20generation%20and%20grid%20integration%20issues.pdf.
133. R. H. Lasseter, "Microgrids and distributed generation," Journal of Energy Engineering, vol. 133, pp. 144-149, 2007.
134. R. Teodorescu, "Industrial PhD course on Microgrids "Microgrid Overview",” Alborg University. - Режим доступа:
135. Requirements for System Protection Caused by Distributed Generation/ Kumpulainen L., Kauhaniemi K., Verho P., Vähämäki O. New // CIRED 18th International Conference on Electricity Distribution. – 2005.
136. Schwaegerl, C., et al., "Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by Microgrids on power system operation,"

Available at <http://www.microgrids.eu/documents/668.pdf>. Accessed February 13, 2011., 2009.

137. Smart Power Grids - Talking about a Revolution // IEEE Emerging Technology portal, 2009.

138. Song Y.-H. Flexible AC Transmission systems (FACTS) / Song Y.-H., Johns A. T.– IEE – Power and Energy Series 30. – London, 1999.

139. Strzelecki R. (1999) Power flow in typical series-parallel hybrid filters topologies / R. Strzelecki, L. Frackowiak, G. Benysek, J. Rusiński // EPE Conference.

140. Strzelecki R. Active power filter – new control system and topology / R. Strzelecki, G. Benysek, J. Rusinski, M. Jarnut, G. Meckien – 2003. – P. 99–106.–(Proc. Conference AES'2003, Edinburg).

141. Subrahmanyam J.B.V. Distributed Generator Placement and Sizing in Unbalanced Radial Distribution System / J.B.V. Subrahmanyam, C. Radhakrishna // International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering. – 2009. – Vol. 2. – P. 232 239.

142. Syrri, A.L.A., E.A. Martinez-Cesena and P. Mancarella, “Contribution of Microgrids to Distribution Network Reliability”, IEEE Power Tech 2015, Eindhoven, The Netherlands, June 2015.

143. The hybrid filter of network current harmonics with the compensation of the reactive component. EPE-PEMC Conference:219-224. / Kowalski M, Strzelecki R, (1994) .

144. The National Energy Technology Laboratory: «A vision for the Modern Grid», March 2007.

145. The Rise of Distributed Power / Brandon Owens/ General Electric – 2014

146. Trach I. Simulation a new islanding detection method for distributed local power system / I. Trach // Prats Instytutu Elektrodynam Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy. - 2007. - Vol. 1.1. – P. 66 - 69.

147. Valenti M. Reaching for 60 percent, the General Electric H turbine system taking shape in Wales is making a big for a new record in thermal efficiency. / M. Valenti. // Mechanical Engineering. - April 2002.
148. Wang S. Distributed generation and its effect on distribution network system / S. Wang // Electricity Distribution – Part 1. 20th International conference and exhibition on. – 2009. – P. 1–4.
149. Xu W. A Power Line Signaling Based Technique for Anti- Islanding Protection of Distributed Generators Part I: Scheme and Analysis / W. Xu , G. Zhang, C. Li, W. Wang, G. Wang, J. A. Kliber // IEEE Trans. Power Delivery. – 2007. – Vol. 22. 3. – P. 1758 - 1766.
150. Z. Zeng, et al., "Study on small signal stability of microgrids: A review and a new approach," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, pp. 4818-4828, 2011.
151. Zhuikov V. Intellectual systems to control energy generation and consumption in local objects / V. Zhuikov, J. Petergerya // Proceeding of 2-nd Conference “Power Electronic Devices Compatibility” PEDC–2001. – Poland. – Zielona Gora: Technical University Press. – P. 208–212.
152. T. Glenwright, ["http://www.smartgrid-live.com/wp-content/uploads/2012/12/Introduction-to-Microgrids-by-Tristan-Glenwright.pdf,"](http://www.smartgrid-live.com/wp-content/uploads/2012/12/Introduction-to-Microgrids-by-Tristan-Glenwright.pdf) December 2012. [Online].
153. T. Peterson, "Distributed Renewable Energy Generation Impacts on Microgrid Operation and Reliability," EPRI, Palo Alto, 2002.

ЗАЛЕЖНОСТІ РЕАКТИВНИХ СТРУМІВ У ЛЕС З КП

Графіки залежності $\frac{I_{A\Phi}}{I_3}$ при $K_{П(u)} = \overline{0.05; 2}$, $K_{П(i)} = \overline{0.05; 2}$

$\psi_3^i = 0^\circ, 10^\circ, 20^\circ, 30^\circ, 40^\circ, \varphi_1 \in \overline{0; 180}$ (рис. А.1), де $K_{П(u)} = \frac{U_3}{U_1}$, $K_{П(i)} = \frac{I_3}{I_1}$ – коефіцієнти пульсації за напругою та струмом.

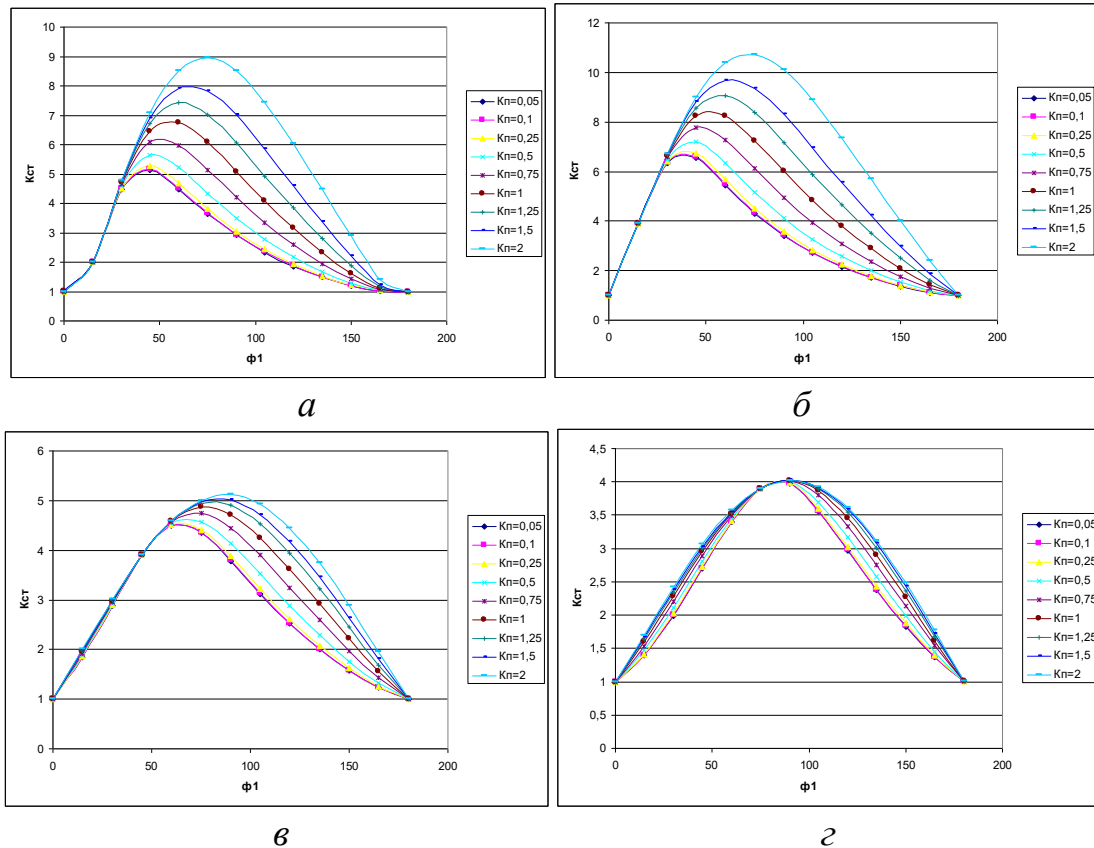


Рисунок А.1 – Залежності K_{ct} від зміни кута φ_1

Побудуємо графіки залежності $\frac{I_{A\Phi}}{I_3}$ при $K_{П(u)} = \overline{0.05; 2}$, $\psi_3^i = 0^\circ, 10^\circ, 20^\circ, 30^\circ, 40^\circ, \varphi_1 \in \overline{0; 180}$ (рис А.2), де $K_{П(u)} = \frac{U_3}{U_1}$ – коефіцієнт пульсації за напругою.

Приймемо, що $K_{П(i)} = \frac{I_3}{I_1}$ – коефіцієнт пульсації за струмом, побудуємо графіки залежності $\frac{I_{A\Phi}}{I_3}$ при $K_{П(i)} = 0.05; 0.1; 0.25; 0.5; 0.75; 1; 1.25; 1.5; 2$, $\psi_3^u = 0^\circ, 10^\circ, 20^\circ, 30^\circ, 40^\circ, \varphi_1 \in \overline{0; 180}$ (рис А.3).

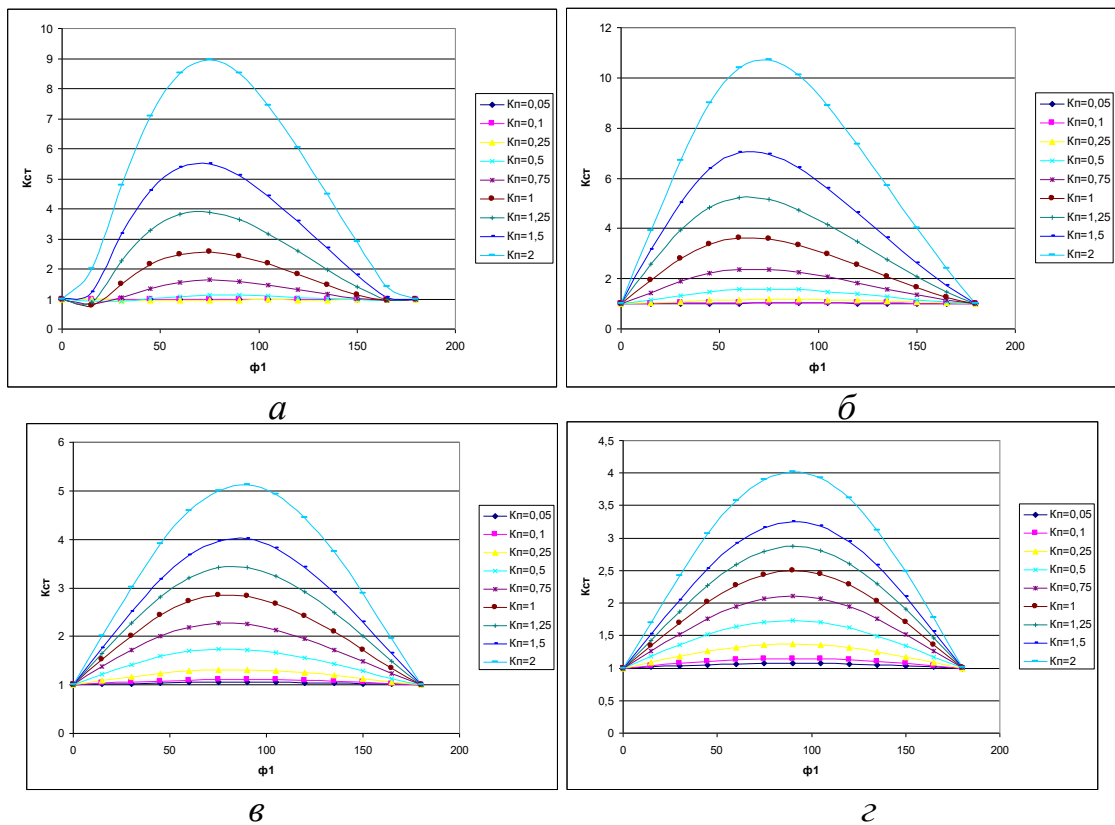


Рисунок А.2 – Залежності $K_{ст}$ від зміни кута φ_1

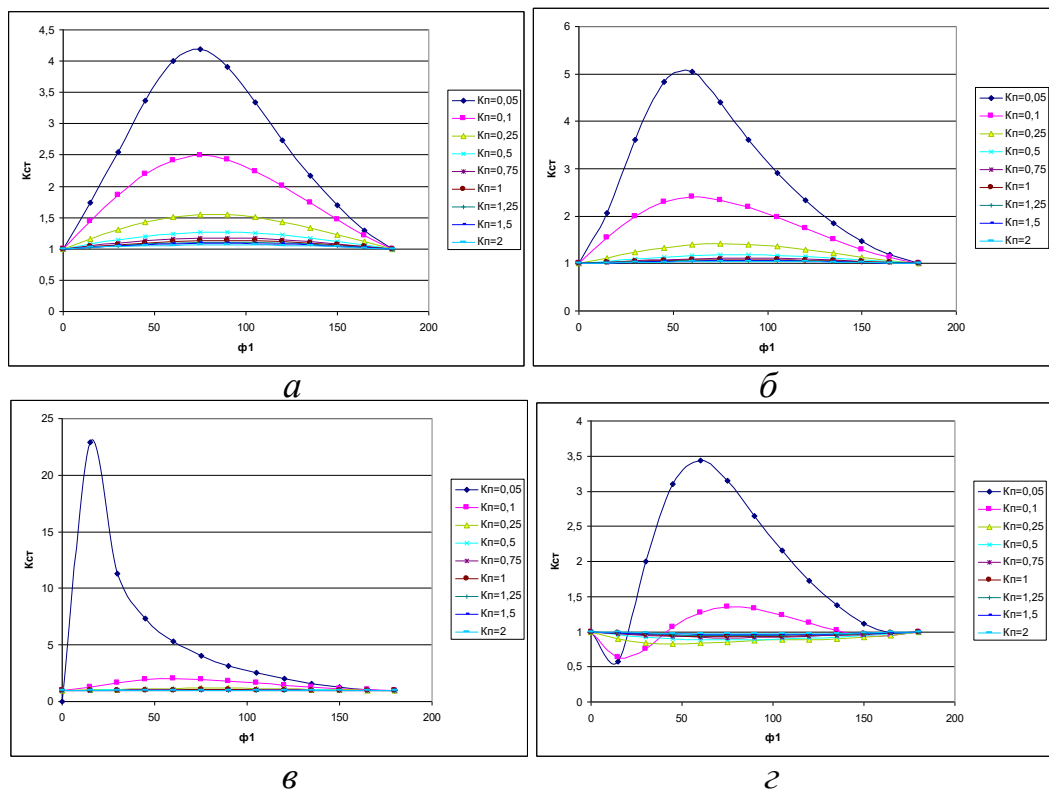


Рисунок А.3 – Залежності $K_{ст}$ від зміни кута φ_1

Прийmemo, що $K_{П(u)} = \frac{U_3}{U_1}$ – коефіцієнт пульсації за напругою, побудуємо графіки залежності $\frac{I_{A\Phi}}{I_3}$ при $K_{П(u)} = 0.05; 0.1; 0.25; 0.5; 0.75; 1; 1.25; 1.5; 2$, $\psi_3^u = 0^\circ, \dots, 180^\circ$ (рис. А.4).

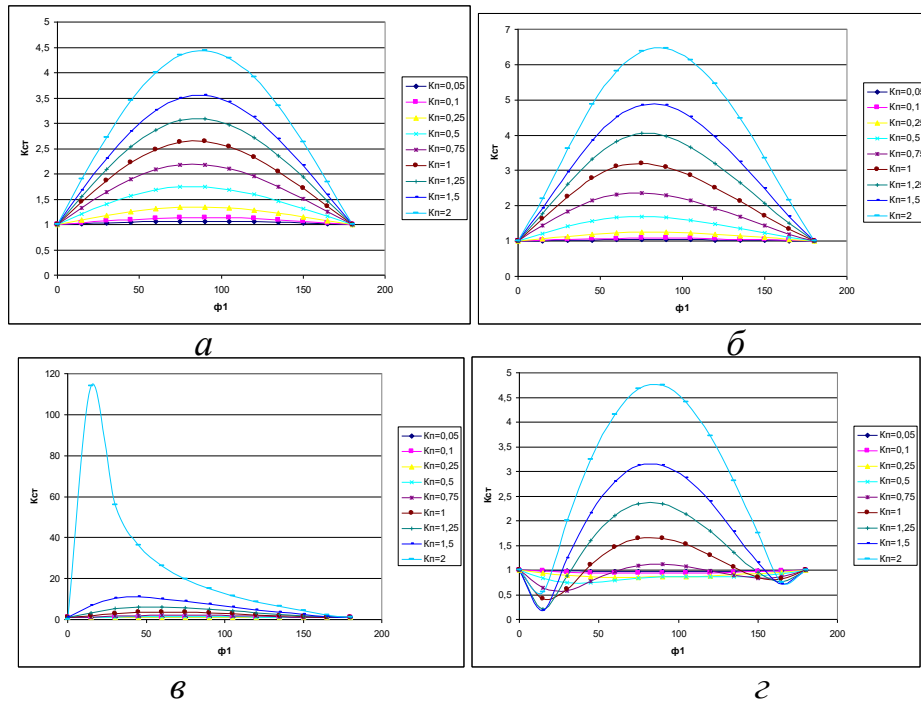


Рис А.4 – Залежності K_{cr} від зміни кута ϕ_1

Побудуємо графіки залежності $\frac{I_{A\Phi}}{I_3}$ при $K_{\Pi(u)} = \overline{0.05; 2}, K_{\Pi(i)} = \overline{0.05; 2}$
 $\psi_3^u = 0^\circ, 10^\circ, 20^\circ, 30^\circ, 40^\circ, 50^\circ, 60^\circ, 70^\circ, 80^\circ, 90^\circ, 100^\circ, 110^\circ, 120^\circ, 130^\circ, 140^\circ, 150^\circ, 160^\circ, 170^\circ, 180^\circ$ (рис А.5), де $K_{\Pi(u)} = \frac{U_3}{U_1}, K_{\Pi(i)} = \frac{I_3}{I_1}$ – коефіцієнти
 пульсації за напругою та струмом.

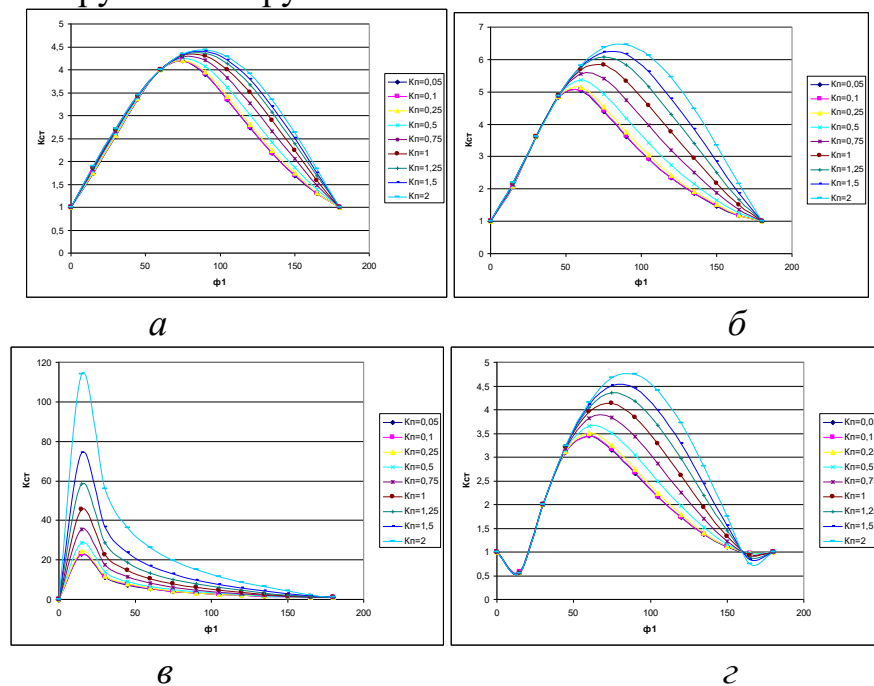


Рисунок А.5 – Залежності K_{cr} від зміни кута ϕ_1

АНАЛІЗ ЧУТЛИВОСТІ В ЛЕС

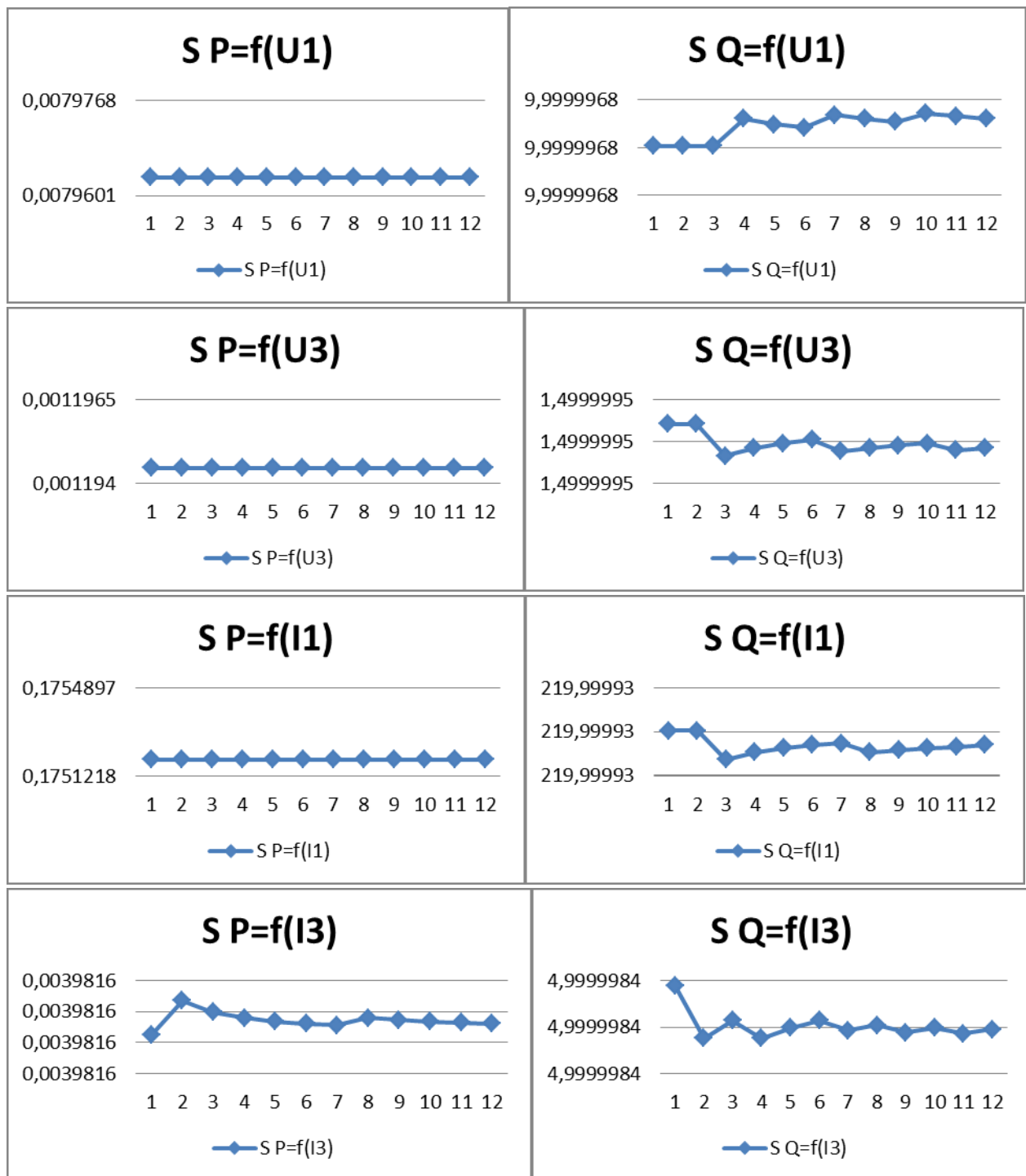


Рис. Б.1. – Чутливість при суто індуктивному навантаженні

З рисунка Б.1. наочно видно, що за даних умов зміна амплітудних значень напруги та струму першої та вищих гармонік не впливає на значення активної та реактивної потужностей, тобто система нечутлива до їх зміни.

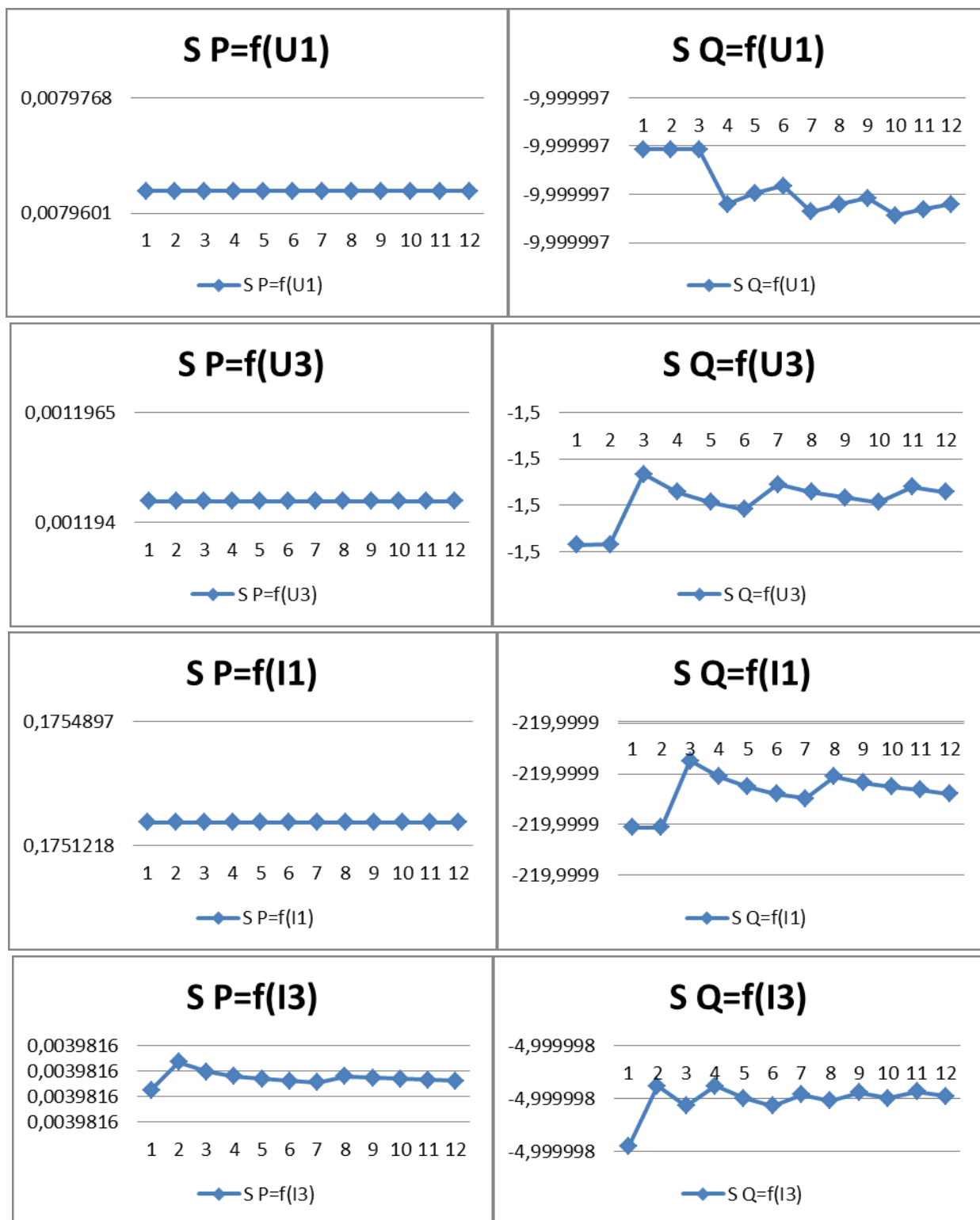


Рис. Б.2. – Чутливість при суто ємнісному навантаженні

Проаналізувавши рисунок Б.2. можна зробити аналогічний висновок, що за даних умов зміна амплітудних значень напруги та струму першої та вищих гармонік не впливає на значення активної та реактивної потужностей, тобто система нечутлива до їх зміни.

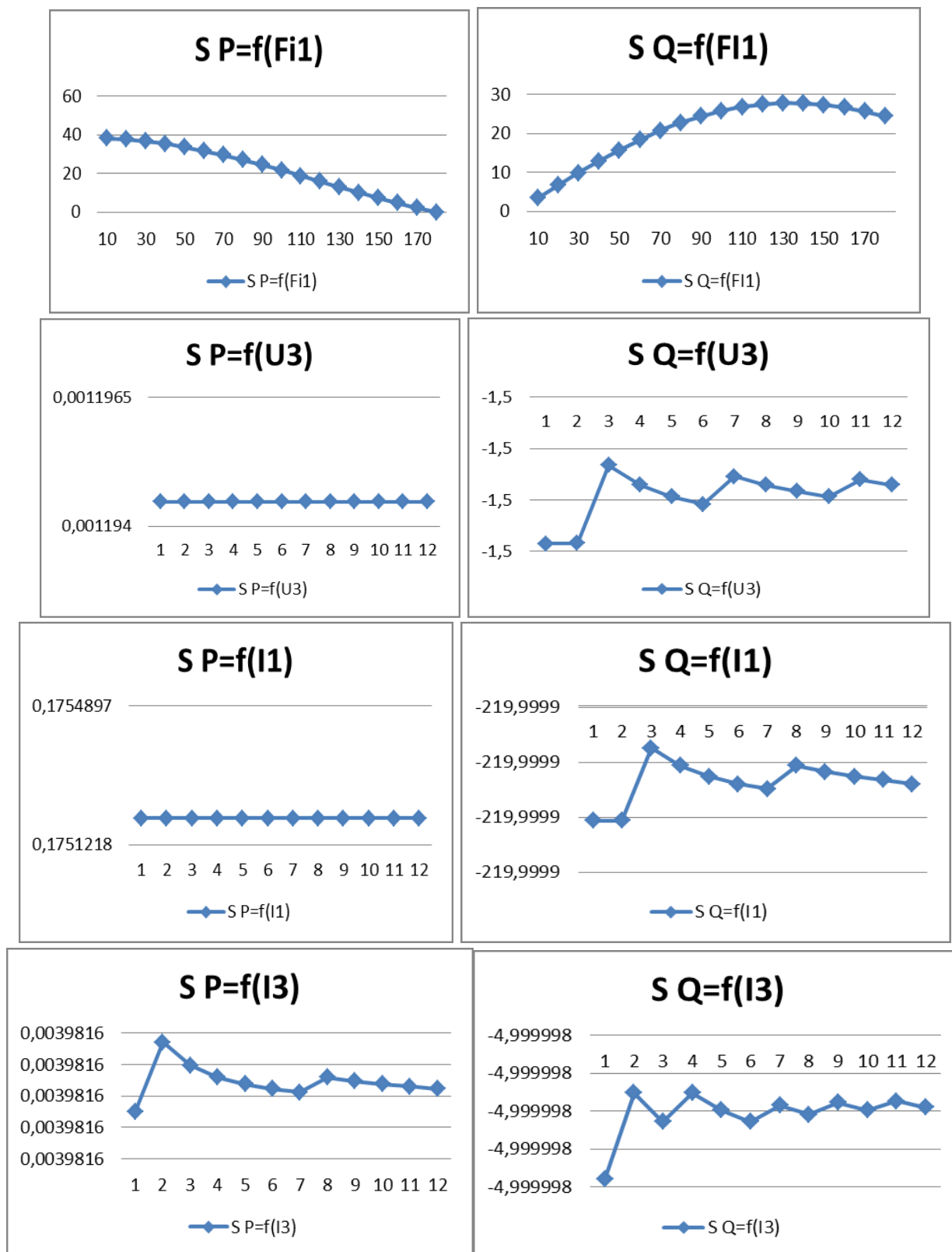


Рис. Б.3. – Чутливість при LC – навантаженні

Проаналізувавши рисунок Б.3. можна зробити висновок, що за даних умов зміна параметрів навантаження сильно впливає на їх величини, тобто система чутлива до їх зміни.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Директор
ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ»

_____ Ковальчук О.А.
“_____” травня 2013

ПРОГРАМА ДОСЛІДЖЕНЬ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МІСЦІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Програма досліджень

Аркуш затвердження

Від ІЕЕ НТУУ «КПІ»

Керівник робіт
Директор ІЕЕ НТУУ «КПІ»,
Завідувач кафедри ЕП, д.т.н., професор

_____ Денисюк С.П.

“_____” травня 2013

Відповідальні виконавці

Аспірант кафедри електропостачання

_____ Дерев'янюк Д.Г.

“_____” травня 2013

Від ВНТУ України

Керівник робіт

Завідувач кафедри ЕСС, д.т.н., професор

_____ Лежнюк П.Д.

“_____” травня 2013

Виконавець

Доцент кафедри ЕСС, к.т.н.

_____ Рубаненко О.Є.

“_____” травня 2013

Від ДНУЗТ

Керівник робіт

Завідувач кафедри ЕПЗ ДНУЗТ, д.т.н.,
доцент

_____ Сиченко В.Г.

“_____” травня 2013

Від ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ»

Керівник робіт, начальник відділу РДЦ

_____ Комар М.Г.

“_____” травня 2013

Головний інженер ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ»

_____ Вознюк М.В.

“_____” травня 2013

Виконавець, електромонтер III р. ГЩУ

_____ Остапов Ю.І.

“_____” травня 2013

Виконавець, електромонтер III р.

_____ Кітаєв М.В.

“_____” травня 2013

